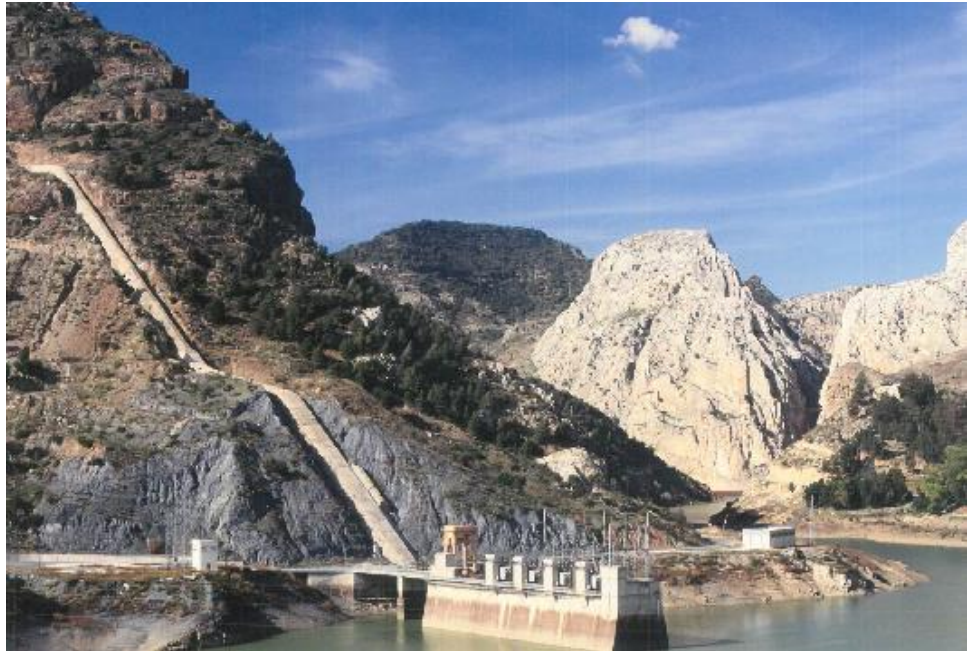


# Trabajo de Fin de Máster

## Máster en Ingeniería Industrial



### Diseño de una Central Híbrida Eólico-hidráulica tomando como base la Central de Guillena

Autor: D. Antonio Luis Núñez Pérez

Tutor: Dr. Javier Dávila Martín

Tutor externo: D. Ramón Abella Monserrat

**Dep. Ingeniería Aeroespacial y Mecánica de  
Fluidos**

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**

Sevilla, 2017





Trabajo de Fin de Máster  
Máster en Ingeniería Industrial

# **Diseño de una Central Híbrida Eólico-hidráulica tomando como base la Central de Guillena**

Autor:

D. Antonio Luis Núñez Pérez

Tutor:

Profesor Dr. Javier Dávila Martín

Catedrático de Universidad

D. Ramón Abella Monserrat

Asistente Honorario

Dep. de Ingeniería Aeroespacial y Mecánica de Fluidos

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017





Trabajo de Fin de Máster: Diseño de una Central Híbrida Eólico-hidráulica tomando como base la Central de Guillena

Autor: D. Antonio Luis Núñez Pérez

Tutor: Dr. Javier Dávila Martín  
D. Ramón Abella Monserrat

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de

Sevilla, 2017

El Secretario del Tribunal



*A mi hermana Belén*

*A Mirian*

*A mis padres y a mi abuela*

*“Para aquellos que un día partieron a navegar”*



# Agradecimientos

---

Nunca habría llegado tan lejos sin mis creencias y valores que tan bien me han inculcado mis padres, que nunca han permitido que me rinda. Sin faltarme el apoyo de mi hermana y mi abuela que por cariño y devoción siempre han creído en mí.

Me siento muy agradecido con D. Ramón Abella Monserrat por todos los conocimientos que he aprendido a su lado, por tantas visitas a empresas que ha conseguido, por la calidad humana que siempre ofrece y por creer en mí y apostar por este proyecto. Son más de tres años trabajando juntos y nunca podré pagarle todo lo que ha hecho por mí. Se lo agradezco mucho y por eso he puesto todo el empeño posible en cada hoja de este proyecto en honor a su apoyo.

También me gustaría agradecer a D. Javier Dávila Martín su apoyo en este proyecto y a todo el departamento de Ingeniería Aeroespacial y Mecánica de Fluidos.

“Justo cuando estás más cerca de la meta, más difícil es el camino” esta frase representa muy bien lo vivido en el máster de ingeniería industrial y seguramente no hubiera sido lo mismo sin el apoyo de Mirian, siempre con una sonrisa y dándome fuerzas para seguir adelante, sin duda uno de mis mayores apoyos.

Por último, agradecer a mis amigos que me han ayudado a sacar adelante y mejorar este trabajo, con una mención especial a Joaquín Arregui Cuevas por ayudarme a encontrar buenas imágenes para el proyecto y a Carlos Domínguez-Palacios por su ayuda y conocimientos en sistemas eléctricos de gran potencia.

*Antonio Luis Núñez Pérez*

*Sevilla, 2017*



# Resumen

---

Actualmente, uno de los grandes retos que tiene la sociedad es la de gestionar bien los recursos energéticos, ya que cada vez más dependemos de la electricidad debido a los avances tecnológicos de nuestra era. Unido a que los compromisos internacionales obligan a emitir menores cantidades de CO<sub>2</sub> y a usar energías renovables para la producción de energía es de vital importancia encontrar sistemas de almacenamiento para que este objetivo se cumpla.

La finalidad de este proyecto así como su motivación es la de estudiar y desarrollar una forma de almacenamiento de energía de parques eólicos usando centrales de bombeo. Y que se adapten a dos premisas fundamentales: que se encuentren acomodadas a la red eléctrica y que sean de gran potencia.

Para alcanzar este fin, se estudiarán las centrales hidráulicas actuales y cuáles son las que ayudan al propósito del almacenamiento. A continuación, se expondrá un ejemplo de central híbrida entre ambas tecnologías (hidráulica y eólica) y por último se diseñará una central híbrida para estudiar su gestión, su viabilidad técnica y su viabilidad económica.

De esta manera encontramos un puente entre una tecnología que lleva existiendo desde la antigüedad y una energía moderna para ofrecer de una manera renovable, eficiente y respetando el medio ambiente una solución para almacenar energía y de buena gestión energética.





# Índice

<b>Agradecimientos</b>	<b>9</b>
<b>Resumen</b>	<b>11</b>
<b>Índice</b>	<b>13</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>15</b>
<b>Índice de Gráficas</b>	<b>16</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>17</b>
<b>1 Objetivo del proyecto</b>	<b>21</b>
<b>2 Introducción</b>	<b>25</b>
2.1. <i>El Mercado eléctrico</i>	25
2.1.1 Funcionamiento	25
2.1.2 Curva de la demanda	25
2.2. <i>El consumo de energía</i>	27
2.2.1 Datos mundiales	27
2.2.2 Datos de España	29
2.2.3 Ahorro de energía	30
2.3. <i>El modelo energético defendido por Deloitte</i>	30
<b>3 Centrales Hidroeléctricas</b>	<b>33</b>
3.1 <i>Desarrollo histórico de las centrales hidroeléctricas</i>	33
3.2 <i>Clasificación de las centrales hidroeléctricas</i>	34
3.2.1 Centrales de bombeo	35
3.2.2 Centrales de embalse	36
3.2.3 Centrales fluyentes	37
3.2.4 Centrales mareomotrices	38
3.2.5 Centrales de otros tipos	38
3.3. <i>Las diez centrales hidroeléctricas españolas de mayor potencia</i>	39
3.4. <i>Descripción general de los elementos de una central hidroeléctrica</i>	45
3.4.1 Parte hidráulica de la central	45
3.4.2 Parte mecánica de la central	59
3.4.3 Parte eléctrica de la central	62
<b>4 Almacenamiento de energía con centrales hidráulicas</b>	<b>67</b>
<b>5 Parques eólicos en España</b>	<b>71</b>
5.1. <i>Producción energética de un parque eólico</i>	72
5.2. <i>Tipología de aerogeneradores</i>	75
<b>6 Hibridación de plantas hidráulico-eólicas</b>	<b>81</b>
6.1. <i>Central de la isla de Hierro</i>	81
6.2. <i>Propuesta de almacenamiento de energía</i>	86
<b>7 Central de bombeo de Guillena</b>	<b>91</b>
7.1. <i>Introducción histórica</i>	91

7.2. Características principales de la central	93
7.3. Funcionamiento diario de la central	97
7.4. Características de los depósitos superior e inferior	99
7.5. Dimensiones de los componentes de la central	103
7.6. Características del rodete	105
7.6.1 Características principales	105
7.6.2 Funcionamiento en turbina	107
7.6.3 Funcionamiento en bomba	107
<b>8 Diseño de una central híbrida eólico-hidráulica tomando como base la central de Guillena</b>	<b>109</b>
8.1. Datos de diseño	109
8.2. Diseño del parque eólico	111
8.2.1 Diseño de un modulo	114
8.2.2 Diseño del parque eólico completo	122
8.3. Gestión de la central	125
8.3.1 Gestión con un solo modulo	125
8.3.2 Gestión con dos módulos	127
8.3.3 Gestión con el parque completo	128
8.4. Viabilidad económica de la central	131
8.5. Posibles fallos de la central	139
8.6. Conclusiones	140
<b>Referencias</b>	<b>141</b>
<b>Anexo I: Deloitte</b>	<b>143</b>
<b>Anexo II: Datos Central de Guillena</b>	<b>148</b>
<b>Anexo III: Catálogo Aerogenerador 5 MW GAMESA</b>	<b>152</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características técnicas de las turbina-bomba Guillena.	96
Tabla 2. Características técnicas del alternador-excitatriz-poney de Guillena.	97
Tabla 3. Datos de 2016 de la central de Guillena.	100
Tabla 4. Dimensiones tubería forzada.	103
Tabla 5. Pesos de los componentes más pesados de la central de Guillena.	104
Tabla 6. Parámetros nominales por grupo funcionamiento como turbina.	108
Tabla 7. Parámetros nominales por grupo funcionamiento como bomba.	108
Tabla 8. Funcionamiento de la central con un módulo.	127
Tabla 9. Funcionamiento de la central con dos módulos.	129
Tabla 10. Funcionamiento de la central con el parque eólico completo.	131
Tabla 11. Tabla de datos de costes e ingresos central con un solo módulo.	134
Tabla 12. Soluciones VAN y TIR con un solo módulo.	134
Tabla 13. Tabla de datos de costes e ingresos central con dos módulos.	136
Tabla 14. Soluciones VAN y TIR con dos módulos.	137
Tabla 15. Tabla de datos de costes e ingresos de la central híbrida completa.	139
Tabla 16. Soluciones VAN y TIR de la central híbrida completa.	139

# ÍNDICE DE GRÁFICAS

---

Gráfica 1. Funcionamiento horario de la central híbrida con un módulo.	127
Gráfica 2. Funcionamiento horario de la central híbrida con dos módulos.	129
Gráfica 3. Funcionamiento horario de la central híbrida completa.	131

# ÍNDICE DE FIGURAS

## 2. Introducción

Figura 1. Curva de demanda.	27
Figura 2. Precio de la energía según la cantidad generada.	28
Figura 3. Consumo eléctrico mundial.	29
Figura 4. Porcentaje mundial de producción hidroeléctrica.	29
Figura 5. Tabla con las producciones mundiales anuales de energía según las distintas fuentes (TWh).	30
Figuras 6 y 7. Consumo eléctrico y porcentaje hidroeléctrico en España.	31
Figura 8. Evolución histórica de las emisiones de gases de efecto invernadero según Deloitte.	32
Figura 9. Evolución del transporte según Deloitte.	32
Figura 10. Evolución de la generación eléctrica en España según Deloitte.	33

## 3. Centrales hidroeléctricas

Figura 11. Molino de agua romano de Córdoba.	34
Figuras 12 y 13. Primeras centrales hidráulicas.	35
Figura 14. Centrales hidroeléctricas en España.	35
Figura 15. Central de la Muela.	36
Figura 16. Central de embalse.	37
Figura 17. Central el Carpio (Córdoba).	38
Figura 18. Centrales hidroeléctricas del Guadalquivir.	38
Figura 19. Central Alcalá del Río.	39
Figura 20. Centrales mareomotrices en Rance.	39
Figura 21. Microhidráulica de Emasesa.	40
Figura 22. Centrales de mayor potencia.	40
Figura 23. Central de Aldeadávila.	41
Figura 24. Central José María de Oriol.	41
Figura 25. Central de Villarino.	42
Figura 26. Central de Cortes-La Muela.	42
Figura 27. Central de Saucelle.	43
Figura 28. Central de Cedillo.	43
Figura 29. Central de Estany-Gento Sallente.	44
Figura 30. Central de Tajo de la Encantada.	45
Figura 31. Central de Aguayo.	45
Figura 32. Central de Mequinenza.	46
Figura 33. Clasificación de las turbinas.	47
Figura 34. Clasificación de las turbinas por catálogo.	48
Figura 35. Tabla de clasificación de las turbinas según velocidad específica.	49
Figura 36. Turbina Pelton de eje horizontal.	50
Figura 37. Turbina pelton de la central de Granada.	50
Figura 38. Distribución e inyectores en turbinas Pelton.	51
Figura 39. Turbina Pelton de eje vertical y cuatro inyectores.	51
Figura 40. Chorro incidiendo en cazo de turbina Pelton.	52
Figura 41. Cazos del rodete de la Central de Dúrcal erosionados por la sílice que lleva el agua.	52
Figura 42. Turbina Francis.	53
Figura 43. Turbina Francis.	53
Figura 44. Turbina Francis con el alternador.	54

Figura 45. Regulación del caudal en turbinas Francis.	54
Figura 46. Distribuidor Fink.	55
Figura 47. Anillo de la distribución, Central de Guillena.	55
Figura 48. Turbina Francis reversible de la Central de Guillena.	55
Figura 49. Turbina Kaplan.	56
Figura 50. Regulación de caudal a través de los álabes.	56
Figura 51. Turbina tipo Bulbo.	57
Figuras 52 y 53. Válvula esférica y circuito de accionamiento de la central de Guillena.	57
Figura 54. Tapa ciega de la tubería forzada, central de Guillena.	58
Figura 55. Válvula esférica central de Alto Lindoso.	58
Figura 56. Esquema tubería forzada.	59
Figura 57. Grandes tuberías forzadas.	59
Figura 58. Central sin tubería forzada.	60
Figura 59. Grúa pórtico de gran tonelaje móvil Central de Guillena.	61
Figura 60. Puente grúa de la central de Alcalá del Río.	61
Figuras 61 y 62. Puentes grúas y piezas que transportan, Guillena y Alcalá del Río.	62
Figura 63. Rotor del alternador de Guillena.	62
Figura 64. Yugo de la central de Guillena.	63
Figura 65. Eje turbina y alternador.	64
Figuras 66 y 67. Grupo generación Central de Dúrcal (Granada).	64
Figuras 68 y 69. Eje de la turbina y grupo generación, Central Alcalá del Río.	65
Figuras 70 y 71. Placa de características técnicas y grupo generador central de Guillena.	66
Figuras 72 y 73. Transformadores de la central de Guillena.	67
Figura 74. Vista general de los transformadores de Guillena.	67
Figura 75. Transformadores de la central de Dúrcal.	67
Figuras 76 y 77. Bornas del transformador y de la red.	67

#### 4. Almacenamiento de energía con centrales hidráulicas

Figura 78. Central de Bombeo, La muela.	69
Figura 79. Central solar de colectores cilindro parabólicos con almacenamiento de sales fundidas.	70
Figura 80. Central termosolar de torre central con almacenamiento de sales fundidas.	70
Figuras 81 y 82. Funcionamiento de las plantas CAES.	71

#### 5. Parques eólicos en España

Figura 83. Potencia eólica instalada en España.	73
Figura 84. Mapa de vientos medios en España.	74
Figura 85. Aprovechamiento del viento en España.	74
Figura 86. Mapa de parques eólicos en España.	75
Figura 87. Montaje de una pala de un aerogenerador.	75
Figura 88. Tipología de aerogeneradores.	76
Figura 89. Central eólica de palas.	76
Figura 90. Interior de un aerogenerador.	77
Figura 91. Componentes de un aerogenerador.	77
Figura 92. Tipos de parques eólicos.	78
Figura 93. Parque eólico marino.	78
Figura 94. Tipos de cimentación para cada tipo de aerogenerador.	79
Figura 95. Tipología de aerogeneradores construidos antes de 2005 en España.	80
Figura 96. Aerogeneradores que se usan actualmente en España.	80
Figura 97. Evolución de los aerogeneradores en los próximos años.	81

## 6. Hibridación de plantas hidráulico-eólicas

Figura 98. Localización Isla de El Hierro.	82
Figura 99. Isla del Hierro.	83
Figura 100. Depósito inferior Gorona del Viento.	84
Figura 101. Depósito superior Gorona del Viento.	84
Figura 102. Vista tubería forzada y parque eólico Central hidroeólica de Gorona del Viento.	85
Figura 103. Parque eólico de Gorona del Viento.	86
Figura 104. Esquema central Isla del Hierro.	86
Figura 105. Construcción del depósito superior aprovechando el cráter inactivo de “La Caldera”.	87
Figura 106. Diagrama conceptual de Central del tipo I.	88
Figura 107. Diagrama conceptual de Central de tipo II.	89
Figura 108. Volante de inercia.	90
Figura 109. Instalación de aerogeneradores en lagos y en tierra.	91
Figura 110. Aislamiento en la central de bombeo Isla de hierro y donde se podrían instalar aerogeneradores.	91

## 7. Central de Bombeo de Guillena

Figura 111. Central Nuclear de Almaraz (Cáceres).	92
Figura 112. Central de Guillena en su inauguración.	93
Figura 113. Vista de la central de Guillena actualmente.	94
Figura 114. Depósito inferior de Guillena.	94
Figura 115. Depósito superior de Guillena.	95
Figura 116. Los tres grupos de generación y bombeo de la central de Guillena.	95
Figura 117. Sección de un grupo turbina-bomba Guillena.	96
Figura 118. Placa de características técnicas de la turbina.	96
Figura 119 y 120. Placa de especificaciones técnicas del alternador, motor, poney y excitatriz.	97
Figura 121. Placa de características técnicas del transformador del grupo I de Guillena.	98
Figura 122. Esquema de by-pass válvula esférica para evitar gradiente de presiones.	99
Figuras 123 y 124. Gatos de frenado del rotor del alternador.	99
Figura 125. Fallo por cavitación.	100
Figura 126. Vista de la central y el depósito inferior.	101
Figura 127 y 128. Cuenco de la central de Guillena.	101
Figura 129. Límites del depósito inferior.	102
Figura 130. Depósito superior Central de Guillena.	103
Figura 131. Compuerta de toma del depósito superior de Guillena.	103
Figura 132. Dimensiones de la central. Fuente: Endesa Generación.	104
Figuras 133 y 134. Pórtico Puente grúa y abertura para introducir los componentes.	105
Figuras 135 y 136. Puentes grúa y yugo de la central.	105
Figura 137 y 138. Válvula esférica nueva y antigua.	105
Figura 139. Rodete Francis de la Central de Guillena.	106
Figura 140. Anillo distribuidor del grupo.	106
Figura 141. Álabes móviles del distribuidor.	107
Figura 142 y 143. Álabes móviles diseñados en CATIA con datos de geometría proporcionados por la central.	107
Figura 144. Cámara espiral.	107
Figuras 145 y 146. Representación de Catia de la turbina Francis.	108
Figuras 147 y 148. Representación de Catia de las turbinas Francis.	109

## 8. Diseño de una central híbrida eólico-hidráulica tomando como base la central de Guillena

Figura 149. Tipología elegida para el diseño.	110
Figura 150. Sistema por módulos de la central híbrida.	111
Figura 151. Velocidad media estacional a 80 m de altura en Andalucía.	112
Figura 152. Velocidad media anual a 80 m de altura en Andalucía.	113
Figura 153. Densidad de potencia media estacional a 80 m de altura en Andalucía.	113
Figura 154. Aerogeneradores de 5 MW en Bierzo (León).	114
Figura 155. Distancia entre aerogeneradores.	115
Figura 156. Distancia entre una línea de aerogeneradores y otra.	116
Figura 157. Central de Guillena vista de satélite.	116
Figura 158. Vista en perspectiva de la central de Guillena.	117
Figura 159. Vista en perspectiva de la central de Guillena.	117
Figura 160. Superficie del depósito superior.	118
Figura 161. Construcción del módulo I.	118
Figura 162. Vista aérea de cómo quedaría el módulo I.	119
Figura 163. Finca pegada a la central.	119
Figura 164. Diseño del módulo II, modo suroeste-nordeste.	120
Figura 165. Diseño módulo II, modo noroeste-sureste.	120
Figura 166. Diseño del módulo III, modo suroeste-nordeste.	121
Figura 167. Diseño módulo III, modo noroeste-sureste.	121
Figura 168. Disposición más óptima de los módulos II y III.	122
Figura 169. Vista aérea de los módulos II y III.	122
Figura 170. Diseño 3D de los módulos II y III con la línea a red eléctrica.	123
Figura 171. Ampliación de la subestación eléctrica de dos módulos con todos sus sistemas.	124
Figura 172. Esquema de la subestación eléctrica.	124
Figura 173. Ampliación de la subestación.	125
Figura 174. Localización del volante de inercia del módulo I.	125
Figura 175. Sistemas de volantes de inercia módulos II y III.	126
Figura 176. Parque eólico muy similar al diseño del módulo uno de nuestra central.	135
Figura 177. Incendio de un aerogenerador en México.	137
Figura 178. Incendio de un aerogenerador en Alemania.	138
Figura 179. Parque eólico de dimensiones parecidas a las del proyecto cerca de Osuna (Sevilla).	140



# 1 OBJETIVO DEL PROYECTO

---

*“Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica: la voluntad”.*

*- Albert Einstein -*

**E**n un mundo en el que la demanda energética va creciendo con el tiempo debido al aumento y mejora de la tecnología y de aparatos eléctricos en todo el ámbito del ser humano y lo importante que es preservar el medio ambiente para cuidar nuestro futuro, es un deber y una responsabilidad estudiar mejoras para la gestión y producción de la energía.

En este trabajo, se ha apostado por la tecnología Hidráulica, que está muy asentada en la historia y se puede encontrar en cualquier parte del mundo. Con ventajas tales como que es una tecnología de costos asequibles, de naturaleza sencilla y que tiene buen rendimiento de aprovechamiento energético. Que uniéndola a la tecnología Eólica, una fuente de energía renovable, se pretende cumplir con la misión propuesta en éste proyecto.

Para ser más precisos y definir un alcance del trabajo, se va a delimitar el estudio a España, donde se expondrá las necesidades energéticas del país y las centrales hidráulicas más importantes. Después se hará una recopilación de toda la información adquirida sobre centrales hidráulicas para definir la idea de la hibridación de plantas hidráulico-eólicas propuesta por el autor de éste trabajo, poniendo un ejemplo ya existente y en funcionamiento en nuestro país.

Con la idea desarrollada, la siguiente fase del proyecto es adaptar la central hidráulica de Guillena a una central híbrida. Ya que es la que se dispone de mucha información y es una excelente candidata por sus características técnicas.



## 2 INTRODUCCIÓN

---

*“Cuando todo parezca en tu contra, recuerda que un avión despegó contra el viento, no a favor”*

*-Henry Ford-*

**E**n este apartado se pretende dar una visión actual del marco del mercado eléctrico español. Sentando las bases de su funcionamiento y de obtener las necesidades que se exigen en él, para basar éste estudio en datos reales y actuales.

### 2.1. El Mercado eléctrico

En España, el mercado energético funciona desde 1997, año en el que se liberó el sector eléctrico. Las centrales de producción o generadoras de energía la producen y la vierten a la red cumpliendo con una serie de especificaciones técnicas y distribuida a los usuarios de dicha red. El mercado eléctrico es el responsable de regular la actividad de compra y venta.

#### 2.1.1 Funcionamiento

El mercado eléctrico español funciona de la siguiente manera: es un Mercado Diario, es decir, el precio se propone por cada hora y con 24 horas de antelación (previsión de la demanda). El precio de la energía se obtiene tras la presentación de las ofertas propuestas por las generadoras españolas, intentando cada una de ellas poner el precio más ajustado posible y rebajándolo siempre que puedan para que sus centrales puedan ser seleccionadas para participar de la producción. Por esta razón, se obtiene un precio de la energía relativamente barato.

Además, existe otro mercado llamado Mercado Intradía, que sirve para regular la diferencia de oferta y demanda de energía que puede producirse por desajustes entre la demanda propuesta y la demanda real, usándose centrales generadoras para operar en estos casos autorizadas por el Mercado Diario.

El operador del mercado que gestiona el marco económico energético de nuestro país es la Compañía Operadora del Mercado Eléctrico Español de Electricidad (OMEL) y la que se encarga de la gestión técnica es Red Eléctrica Española (REE).

#### 2.1.2 Curva de la demanda

La curva de la demanda en España tiene esta forma:

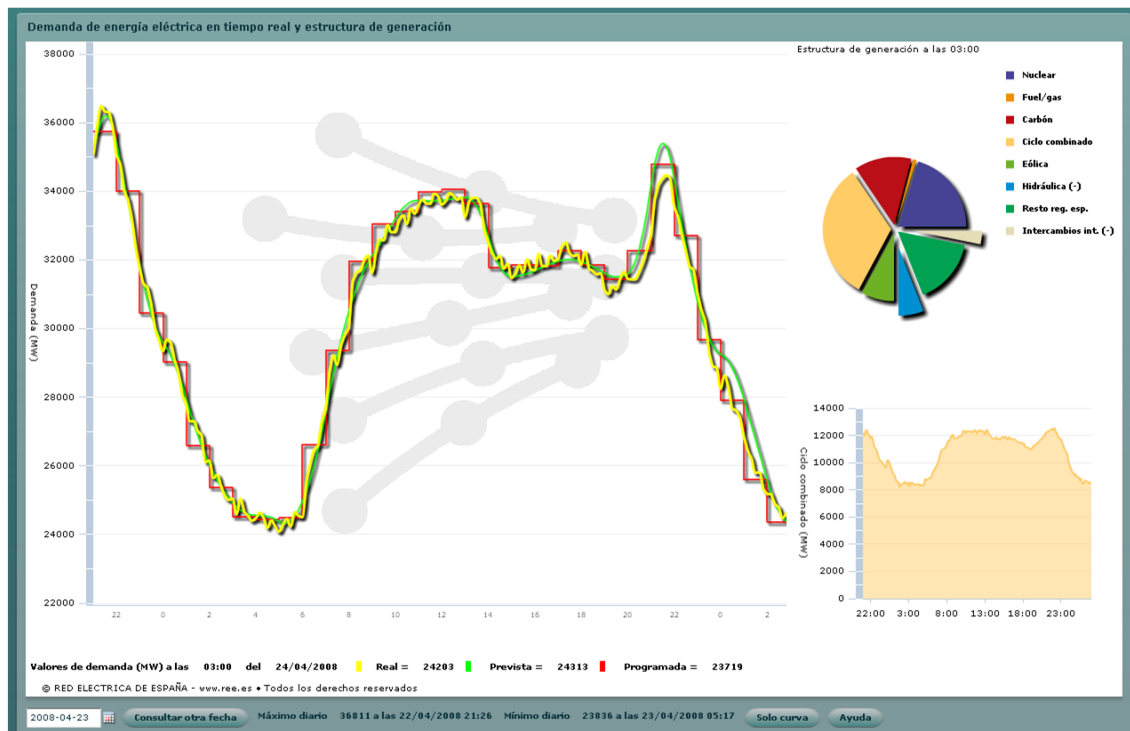


Figura 1. Curva de demanda. Fuente: Red eléctrica.

Según la curva, se puede observar la cantidad de energía (MW) demandada por la red a lo largo del día. Observándola se pueden sacar una serie de ideas observando el patrón que sigue la curva.

Se aprecia que las horas donde más se consume es cuando más actividad se tiene. Así que se pueden observar dos picos de demanda (horas punta), uno sobre las 12:00 de la mañana y otro sobre las 21:00 de la tarde. Además las horas donde hay menor demanda energética u horas valle son las cercanas a las 5:00 de la mañana.

Habría que tener en cuenta otro factor importante y es el de la pendiente de la curva, ya que una mayor pendiente produciría que no todas las centrales podrían suministrar la energía necesaria para cumplir con la demanda, ya que están limitadas por los tiempos de arranque y paradas. Motivo por el cual, las centrales hidráulicas tienen una ventaja añadida, ya que al no depender de una inercia térmica como les pasa a las grandes centrales térmicas o nucleares, disponen de tiempos de arranque y parada muy inferiores a éstas y las hacen idóneas para adaptarse a casi cualquier tipo de pendiente que la demanda energética requiera.

Hay varios factores que alteran el patrón de la curva: en primer lugar, el cambio de estación, sobre todo en régimen de verano e invierno, ya que las condiciones meteorológicas afectan al mercado energético por la demanda de calefacción o refrigeración de la población. Que son diferentes en el huso horario de las mismas.

En segundo lugar, que haya huelgas o grandes eventos afectan también con subidas o bajadas de la demanda. Así como el hecho de los fines de semana son diferentes a los días entre semana que alteran de un día para otro la curva.

Por todo esto es de vital importancia el saber gestionar bien los recursos energéticos del país, así como una buena planificación de los mismos.

Por esta razón, se propone indagar en las tecnologías de almacenamiento energético para gestionar la curva y en particular, en este trabajo, en la energía potencial gravitatoria almacenada por la diferencia de cotas del agua de las centrales de bombeo.

Otro detalle importante es que las centrales de bombeo, al disponer de almacenamiento de agua en el

depósito superior, su potencia depende del caudal de agua que se tome. No perdiendo dinero si se deja de producir, porque su producción depende exclusivamente de lo que se haya bombeado previamente, y no como las centrales fluyentes, que si se decide no producir, son horas de funcionamiento perdidas que no se ha generado energía. Basándose en esto, son centrales idóneas para el intercambio energético entre las horas punta y las valle.

A continuación se muestra la gráfica del precio de la energía según la cantidad:

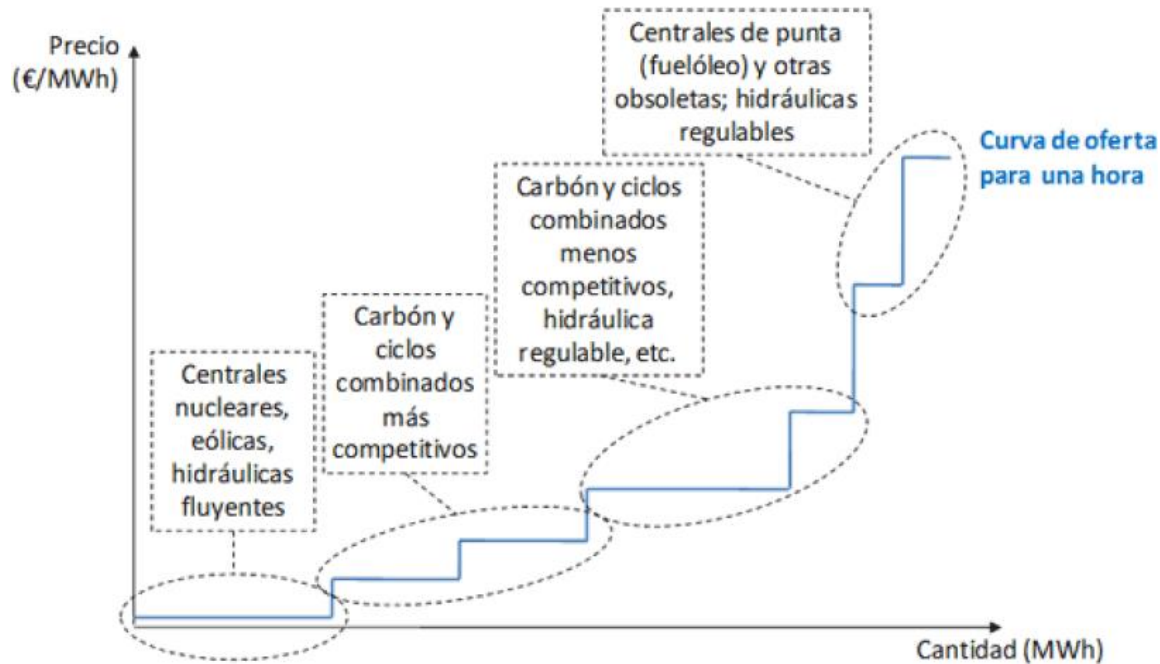


Figura 2. Precio de la energía según la cantidad generada. Fuente: Apuntes de Sistemas de Energía Eléctrica.

Observando la figura x, se observa que las energías más baratas (nuclear, eólica, hidráulicas tipo fluyentes) se corresponden con las que suplen la demanda base, mientras que las de hidráulicas regulables son las más caras, por eso, estarán destinadas a las horas punta o a un exceso de demanda no previsto. Pero se pretende con la idea propuesta en el proyecto, unir las ventajas de las renovables como la eólica y gestionarlas con las de bombeo.

## 2.2. El consumo de energía

En este apartado se pretende dar una idea de la magnitud de consumo de energía global e hidráulica, tanto a nivel mundial como a nivel de España. Ya que consumir energía de las centrales hidráulicas es en cierto modo mover grandes cantidades de agua y será un dato importante a tener en cuenta a la hora de desarrollar las plantas híbridas eólico-hidráulicas y dónde distribuir las, ya que sus materias primas son la fuerza del viento y la diferencia de potencial gravitatoria del agua, dos elementos presentes en todos los puntos del planeta donde el ser humano habita.

### 2.2.1 Datos mundiales

La población mundial ha ido aumentando a lo largo de estos últimos años ya que las nuevas tecnologías y el avance de la medicina han producido que el ser humano viva más años y con mejor calidad. Esto lleva consigo un aumento del consumo energético mundial. Y a medida que aumenta el consumo, los esfuerzos por generar y gestionar los recursos energéticos han ido mejorando a lo largo de estos años.

Como se muestra en la siguiente gráfica:

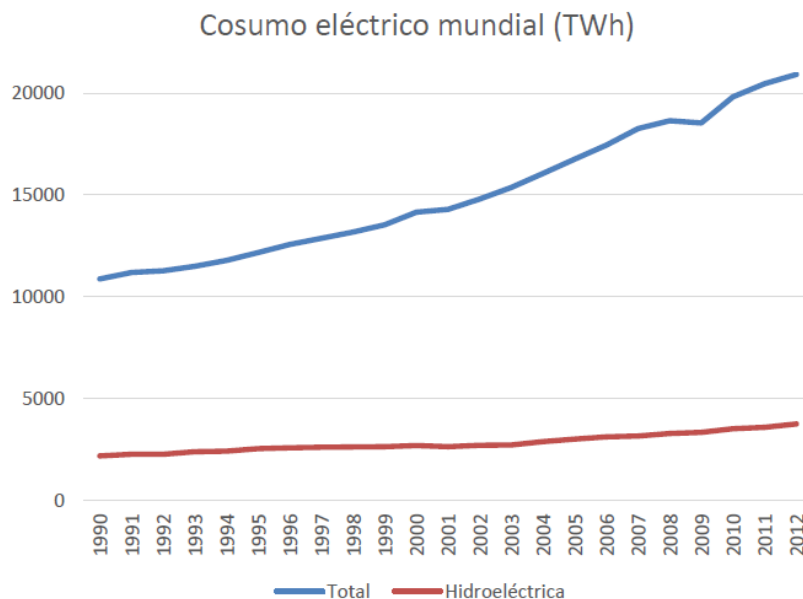


Figura 3. Consumo eléctrico mundial .Fuente: [www.iea.org](http://www.iea.org)

Observando la curva, se puede observar que a partir de 2008 se invirtió este crecimiento, pero eso es debido a que fue cuando estalló la crisis económica mundial. Aun así, la tendencia al poco tiempo ha vuelto a ser ascendente.

Y lo mismo ocurre con las energías hidroeléctricas. Por tanto, es de vital importancia investigar nuevas formas de aprovechar la energía y de cómo almacenarla. Otra causa más para el desarrollo de centrales híbridas que unan las energías renovables con las centrales hidráulicas. Ya que ambas tecnologías conviven en el mundo por separado y creciendo pero sin usar todo su potencial.

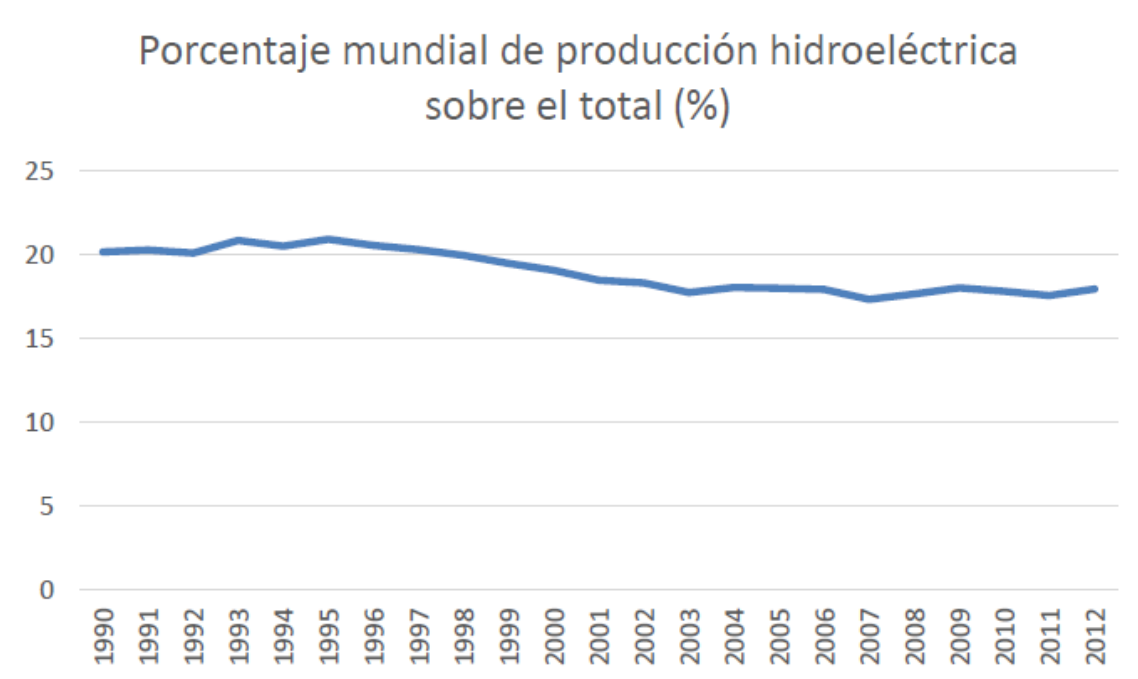


Figura 4. Porcentaje mundial de producción hidroeléctrica. Fuente: [www.iea.org](http://www.iea.org)

Aproximadamente la energía hidráulica es un 20% de la energía producida mundialmente, aunque la curva como se puede observar ha caído en los últimos años, ya que este aumento de población no ha conllevado un aumento de centrales hidráulicas en los últimos años.

Para observar mejor estas magnitudes, se expondrán unos datos de producción energética de diferentes fuentes a nivel mundial:

Año	Carbón	Petróleo	Gas	Biofuel	Residuos	Nuclear	Geotérmica	Fotovoltaica	Térmica solar	Viento	Mareas	Hidroeléctrico
1990	4424,977	1309,785	1760,387	105,751	25,948	2012,902	36,368	0,021	0,663	3,88	0,529	2191,732
1991	4532,205	1312,432	1787,05	72,417	32,007	2105,787	37,332	0,026	0,779	4,197	0,549	2268,357
1992	4614,047	1293,036	1801,024	83,254	36,671	2123,688	39,197	0,06	0,746	4,638	0,549	2267,521
1993	4713,779	1235,558	1854,779	85,994	31,793	2190,502	40,128	0,085	0,897	5,602	0,527	2397,677
1994	4850,139	1249,459	1927,571	90,311	34,95	2242,298	40,94	0,104	0,824	7,302	0,534	2419,348
1995	4991,407	1230,21	2027,032	95,672	37,588	2331,951	39,785	0,131	0,824	7,949	0,54	2545,863
1996	5234,624	1219,265	2096,51	95,339	41,504	2417,193	42,077	0,162	0,903	9,446	0,523	2584,912
1997	5353,01	1219,931	2250,203	101,999	43,696	2393,101	42,279	0,217	0,893	12,078	0,542	2615,726
1998	5459,726	1261,523	2384,004	103,019	47,606	2445,21	45,242	0,296	0,887	16,071	0,544	2629,81
1999	5587,658	1229,809	2585,069	109,095	50,022	2635,487	48,551	0,569	0,527	21,572	0,547	2635,487
2000	6002,261	1203,159	2752,619	115,583	54,75	2590,623	51,881	0,98	0,526	31,369	0,539	2699,449
2001	6020,464	1149,284	2905,555	115,057	60,611	2637,685	51,465	1,244	0,565	38,384	0,517	2640,677
2002	6305,236	1148,208	3108,59	128,076	62,622	2660,778	52,185	1,612	0,569	52,813	0,526	2710,409
2003	6716,01	1146,373	3267,726	137,897	58,819	2635,349	53,981	2,072	0,549	64,192	0,523	2724,941
2004	6940,772	1153,427	3509,235	151,13	62	2738,012	56,394	2,757	0,588	84,379	0,501	2895,515
2005	7320,861	1143,75	3700,969	172,394	64,917	2767,952	58,283	3,975	0,597	103,874	0,52	3016,806
2006	7737,992	1067,571	3891,569	184,75	68,068	2791,471	59,61	5,574	0,511	133,051	0,494	3127,435
2007	8202,301	1092,553	4213,015	202,093	69,289	2719,299	62,293	4,475	0,685	170,788	0,499	3166,475
2008	8267,654	1046,275	4366,247	221,847	71,118	2733,085	64,916	11,895	0,898	221,031	0,491	3289,281
2009	8124,925	981,205	4409,923	243,653	72,412	2696,161	67,067	20,056	0,924	277,476	0,49	3340,511
2010	8670,174	958,46	4812,603	295,056	86,01	2756,288	68,136	32,082	1,644	341,247	0,517	3529,974
2011	9148,948	1054,568	4887,493	316,352	92,77	2582,635	69,304	62,267	2,857	435,25	0,515	3592,569
2012	9167,776	1127,87	5099,71	344,517	94,49	2461,411	70,246	97,196	4,758	520,543	0,5	3756,354

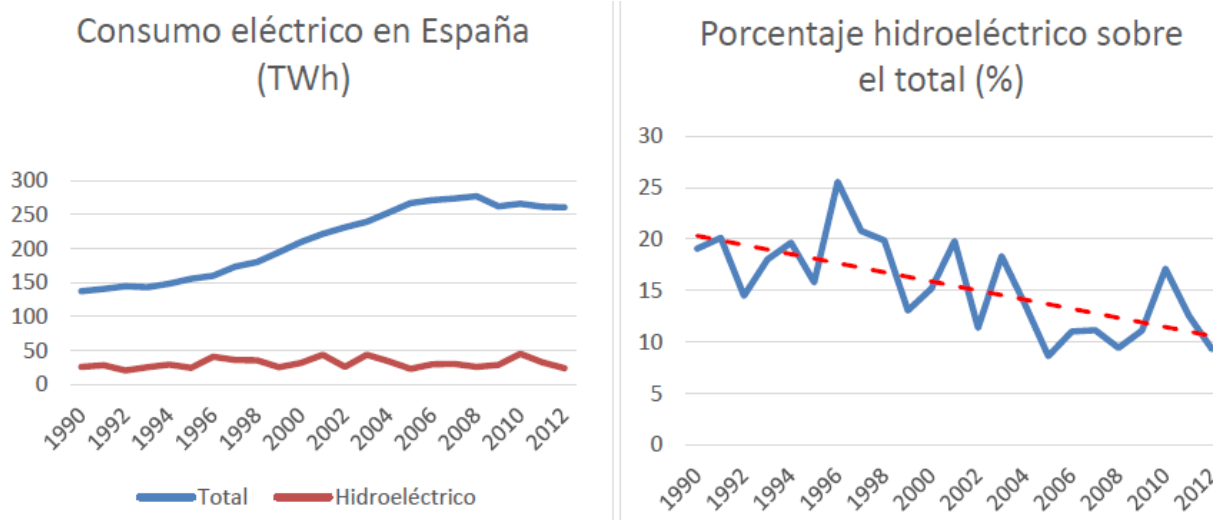
Figura 5. Tabla con las producciones mundiales anuales de energía según las distintas fuentes (TWh). Fuente: [www.iea.org](http://www.iea.org)

Se puede observar que la cantidad producida va en aumento, pero aun así, cuando se acaben los recursos no renovables como el petróleo, el carbón y el gas. Las fuentes energéticas renovables deberán soportar toda la estructura energética construida hasta ahora, por eso la importancia de encontrar formas de aprovechamiento de energía con la tecnología actual.

Se puede observar que a nivel mundial, las dos fuentes renovables de energía más productoras son la eólica y la hidroeléctrica, por tanto serán ellas las fuentes de energía de mayor responsabilidad a medida que se vayan agotando los recursos no renovables. Otra razón más para gestionarlas de manera inteligente y unificada.

## 2.2.2 Datos de España

En el caso de España, es similar pero con algunos matices. Hay que tener en cuenta que en los últimos años la natalidad ha disminuido mucho, aun así el consumo energético sigue creciendo con los años, ya que el uso de las nuevas tecnologías y el aumento de la calidad de vida de la población hace que dependan más de aparatos electrónicos y nuevas tecnologías automáticas, lo que conlleva el aumento de demanda energética.



Figuras 6 y 7. Consumo eléctrico y porcentaje hidroeléctrico en España. Fuente: [www.ica.org](http://www.ica.org).

Como se puede observar en las figuras 6 y 7 el consumo energético en España ha ido en aumento, pero a diferencia de lo que ocurre al resto del mundo, el uso de la tecnología hidráulica ha ido disminuyendo, la razón fundamental, es que el consumo ha aumentado pero no se han construido nuevas plantas hidráulicas, por lo que el porcentaje disminuye. Otra apreciación son los diferentes picos que se aprecian en la figura y que son debidas a que las centrales hidroeléctricas dependen en gran medida por las precipitaciones. Si hay pocas precipitaciones disminuirá la producción energética de este sector y viceversa.

Como la dependencia de las centrales hidráulicas con las precipitaciones son un problema de esta tecnología, la mejor manera de hacerle frente es usando centrales que no necesiten de la lluvia para obtener agua para la obtención de energía. En cierto modo una central hidráulica que disponga de dos depósitos a diferente cota y con cantidad de agua determinada. Estas son las centrales de bombeo con dos depósitos (superior e inferior). Serán el tipo de central en la que se base el desarrollo de las centrales híbridas eólico-hidráulicas.

### 2.2.3 Ahorro de energía

En el fondo, esto no es más que otro modo de incentivar el ahorro energético, ya que se gestionaría de manera más eficiente los recursos naturales de que se disponen. De manera que se adaptaría a las necesidades actuales de la sociedad que exige nuevas formas de ahorro energético y de mejor calidad. Por tanto, hablar de centrales hidráulicas es hablar de futuro sostenible.

## 2.3. El modelo energético defendido por Deloitte

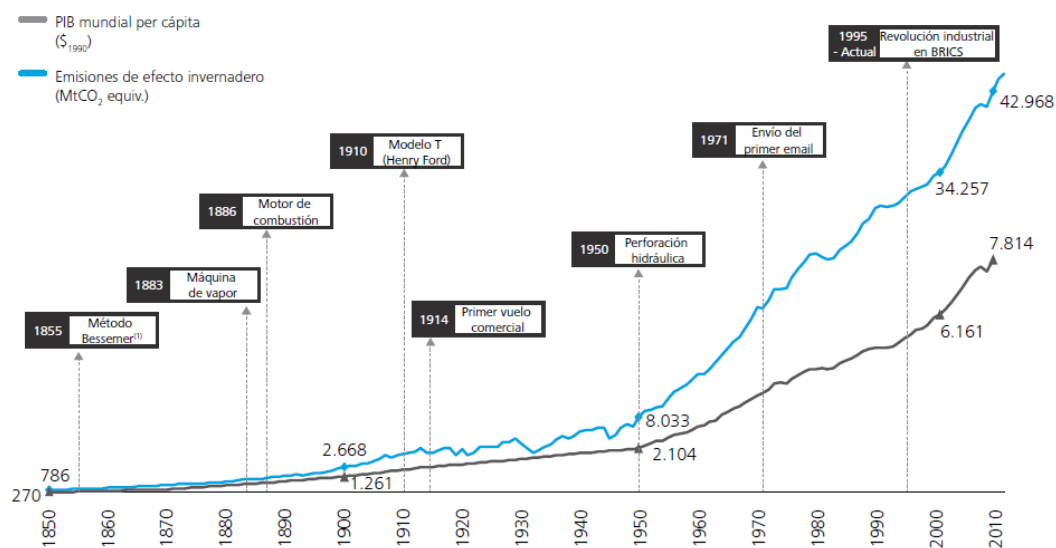
Para reforzar aún más la idea que se defiende en éste trabajo se ha usado como apoyo el documento DELOITTE, que defiende un modelo energético sostenible para España en 2050 y habla de la evolución desde la actualidad hasta llegar a esa sostenibilidad.

Es un documento publicado en marzo de 2016 por la consultoría de ingeniería Monitor Deloitte especializada en el sector energético y que se ofrece en el anexo de éste proyecto.

El modelo energético se basa en las negociaciones mundiales y de la Unión Europea por combatir contra el cambio climático y en los compromisos de todos los países para alcanzar una reducción de los niveles de CO<sub>2</sub>.



Cuadro 1: Evolución histórica de las emisiones mundiales de efecto invernadero y relación con crecimiento del PIB



(1) Primer proceso industrial para la fabricación en serie de acero  
Fuente: World Research Institute; Angus Maddison Project; análisis Monitor Deloitte

Figura 8. Evolución histórica de las emisiones de gases de efecto invernadero según Deloitte. Fuente: DELOITTE. Un modelo energético sostenible para España en 2050.

Para alcanzar ese modelo energético en el 2050, Deloitte defiende que ha de alcanzarse cumpliendo tres grandes objetivos:

- Cambiar el vector energético con menores emisiones
- Instalar generación eléctrica libre de emisiones
- Fomentar e incrementar la eficiencia energética

En el primer caso, se defienden medidas como implantar que todos los vehículos sean eléctricos y que los transportes de mercancías sean en gran medida abarcados por trenes eléctricos.

Distribución del parque de turismos en función del tipo de combustible (%)

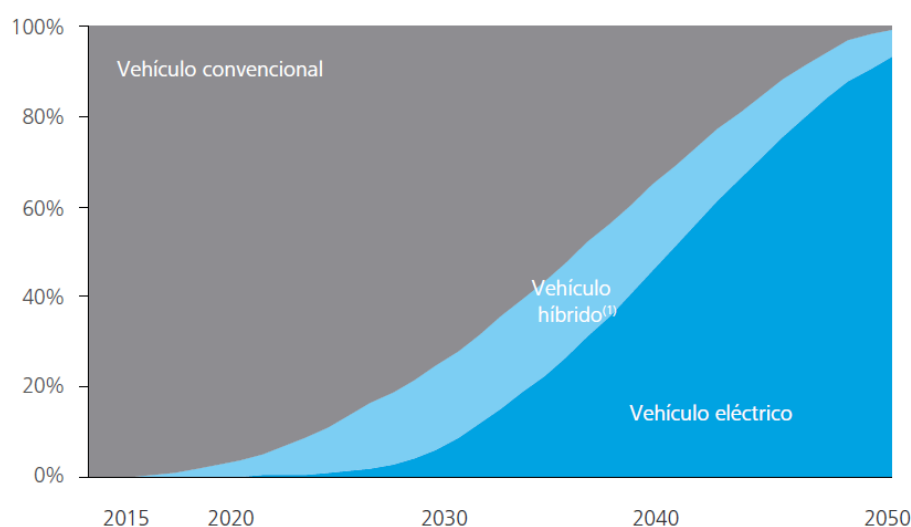


Figura 9. Evolución del transporte según Deloitte. Fuente: DELOITTE. Un modelo energético sostenible para España en 2050.

En el segundo caso, es donde el objetivo del proyecto converge con lo dicho por Deloitte. Ya que defiende que la generación sea con fuentes eólicas y fotovoltaicas y el proyecto emprende la búsqueda de almacenamiento en los parques eólicos usando recursos hidráulicos. Además, Deloitte defiende que España deberá hacer una inversión para este caso de unos 385 millones de euros anuales para poder alcanzarse estas metas, que es del mismo orden de magnitud que la inversión de éste proyecto, como se verá al final del mismo. Defiende además que el cambio deberá ser lo más progresivamente posible y de manera eficiente.

El proyecto defiende el aprovechamiento de las centrales de bombeo ya instaladas y darle un nuevo uso combinándolas con los parques eólicos más eficientes. Por lo que va en la misma línea que defiende Deloitte.

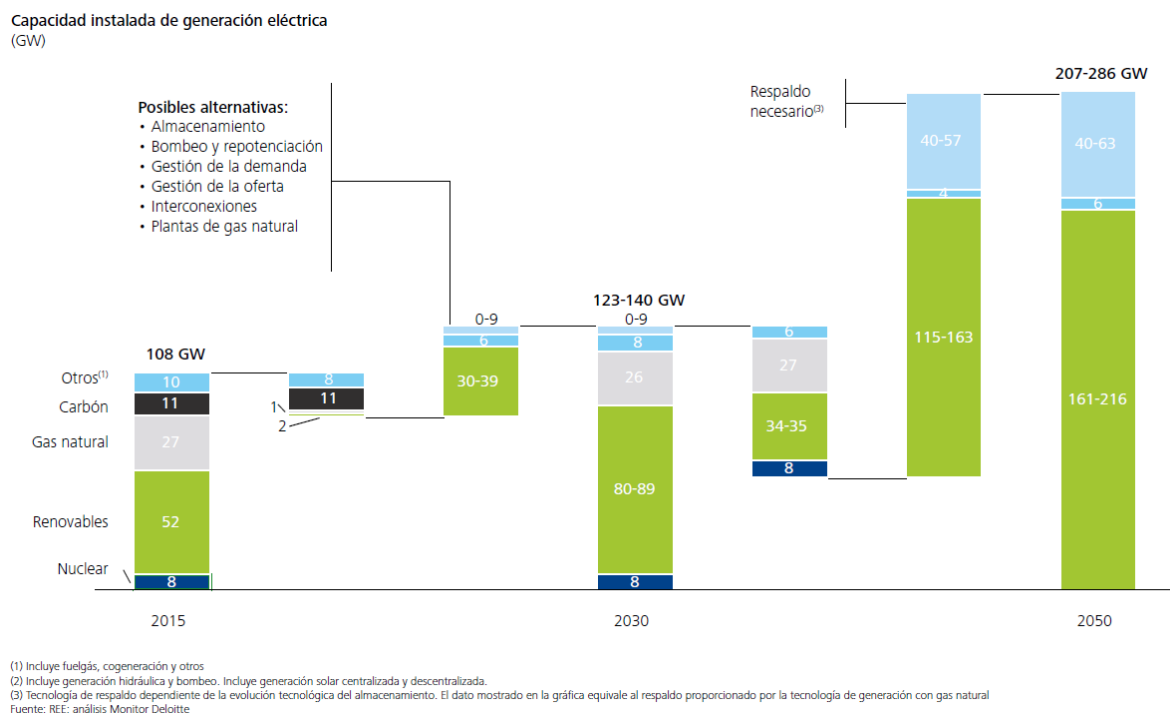


Figura 10. Evolución de la generación eléctrica en España según Deloitte. Fuente: DELOITTE. Un modelo energético sostenible para España en 2050.

Como se observa, Deloitte nombra el bombeo como alternativa para el almacenamiento. Por lo que se respalda el trabajo y el objetivo del mismo.

## 3 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

*“Los científicos estudian el mundo como es, los ingenieros crean el mundo que nunca ha existido”.*

*- Theodore Von Karman -*

**P**ara poder desarrollar la idea propuesta, antes se va a indagar en la tecnología hidráulica para estudiar todas las ventajas e inconvenientes que tiene y así buscar la más adecuada para que se adecue a las necesidades del diseño.

### 3.1 Desarrollo histórico de las centrales hidroeléctricas

La energía producida por la caída del agua acompaña al ser humano desde la antigüedad, ya los griegos y los romanos usaban grandes molinos de madera para moler grano o producir aceite. Pero no fue hasta el siglo XIX con la revolución industrial y con el descubrimiento de la electricidad cuando se desarrollaron las centrales de producción hidráulicas propiamente dichas y cuando se generó toda la tecnología que conlleva este tipo de centrales.



Figura 11. Molino de agua romano de Córdoba. Fuente: [www.panoramio.com](http://www.panoramio.com)

En España no se desarrolló hasta que el liberal Rafael Gasset instigara a promover la tecnología hidráulica. Y más concretamente en Sevilla, la primera central de la empresa Sevillana de Electricidad entró en funcionamiento el 1 de marzo de 1896. Esta sociedad se había formado dos



### 3.2.1 Centrales de bombeo

Este tipo de centrales nacieron para gestionar la energía producida en las centrales nucleares, ya que son centrales que necesitan tener una estabilidad en su producción y no se adaptan bien a la curva de la demanda. En nuestro país por cada central nuclear que se construía, normalmente se construía una central de bombeo pareja.

Las centrales de bombeo tienen la peculiaridad de que pueden turbinar y bombear agua, por eso disponen de dos depósitos, uno superior y otro inferior, con el que gestionan el salto hidráulico turbinando o bombeando.

A la vista de su utilidad, actualmente este tipo de centrales obtienen beneficios bombeando en las “horas valle” de la demanda (conlleva un precio más barato) y turbinando en las “horas punta” de la demanda (por un precio superior).

Son una forma eficiente de almacenamiento energético. Y además, cuando se produce un “cero” en la red son capaces de restablecer el sistema eléctrico. Por su rápida respuesta a la generación, así la Central de bombeo de Tajo de la Encantada puede inyectar a la red 360 MW en cuatro minutos.

Este tipo de centrales se pueden dividir en dos grupos: las de bombeo puro, que no tienen ningún tipo de alimentación por el depósito superior, y las de bombeo mixto cuyo depósito superior está alimentado a su vez por una aportación externa, como por ejemplo un río.

En España tenemos ejemplos como la central de Guillena, que fue la primera central de bombeo puro de España en 1973, con una potencia en turbina de 215,4 MW y 228,6 MW en bombeo, y las centrales de la Muela I y II en el río Júcar (Valencia) ambas ofrecen 1480 MW en turbina y 1295 MW en bombeo.



Figura 15. Central de la Muela. Fuente: Cadena Ser.



### 3.2.2 Centrales de embalse

Suelen ser las centrales más tradicionales en las que a través de embalses y presas se almacena agua a diferente cota para aprovechar el salto hidráulico.



Figura 16. Central de embalse. Fuente: Seprem.

Dentro de esta tipología se pueden distinguir entre centrales a pie de presa y centrales de derivación:

En las centrales a pie de presa la turbina recibe el agua directamente de la presa, se suele situar en la misma estructura de la presa.

En España se encuentra la central de Ribarroja (Tarragona) en el río Ebro. Que dispone de una potencia instalada en turbinas de 270 MW. Ya que dispone de cuatro turbinas Kaplan.

Aunque todo depende de la construcción civil en gran proporción, alcanzando potencias de 22500 MW como la de “Tres Gargantas” en el río Yangtsé en China que es la Central de este tipo más grande construida hasta ahora.

En cambio en las centrales de derivación, se suelen alcanzar potencias más pequeñas ya que mediante una obra de toma, parte del agua que fluye por el río es desviada a un canal, que lo lleva a la central (turbinas), para volver a continuación a seguir el cauce normal del río. Por tanto, no podrán disponer ni de un salto hidráulico ni un caudal muy grande por el hecho de no entorpecer el curso del río.

Una central de este tipo se encuentra en el Carpio (Córdoba), inaugurada en 1920, aprovechando la corriente del Guadalquivir ofrecen una potencia de 7 MW con sus tres grupos de turbinas Francis.

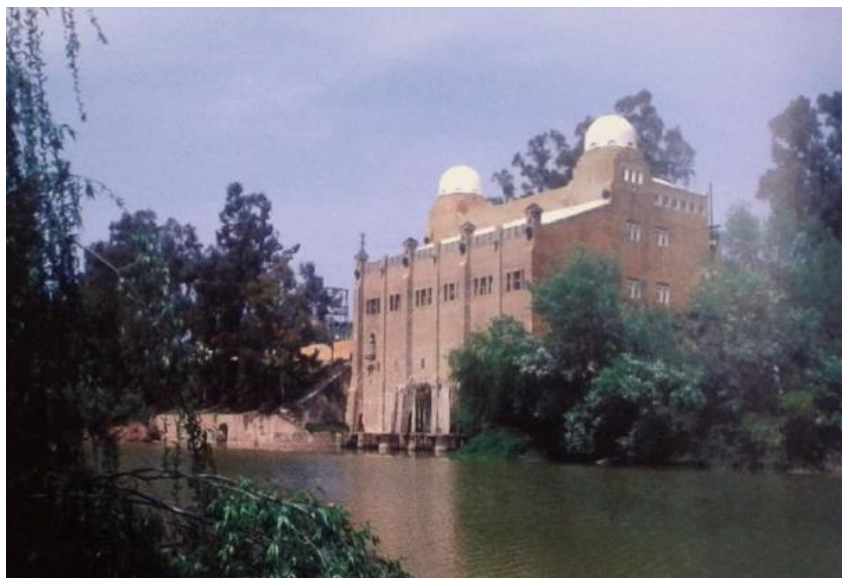


Figura 17. Central el Carpio (Córdoba). Fuente: El Guadalquivir: Canalización y Electricidad.

### 3.2.3 Centrales fluyentes

Son centrales de menor obra civil que aprovechan la energía de la corriente de un río, su potencia no radica en el salto hidráulico sino en el caudal, que al ser tan grande compensa la pequeña diferencia de cotas. Por tanto serán idóneas para que usen turbinas Kaplan.

Por estas razones hace que sean la tipología más numerosa, solo en el río Guadalquivir se tienen:

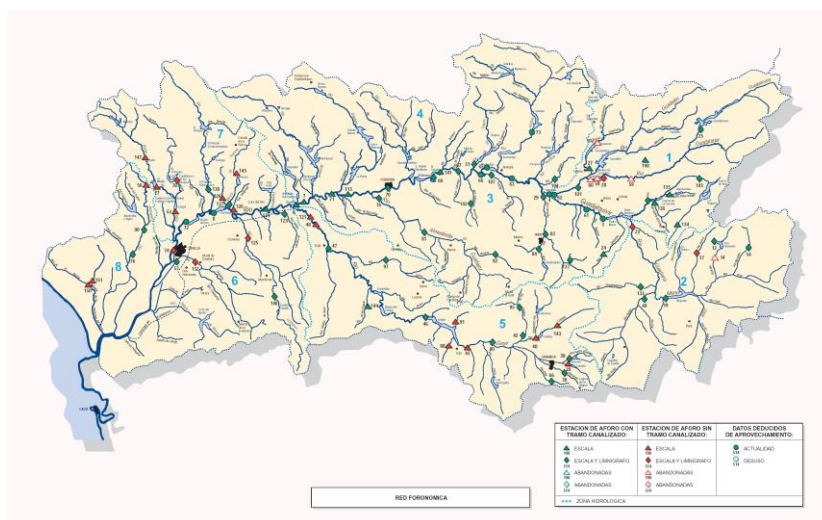


Figura 18. Centrales hidroeléctricas del Guadalquivir. Fuente: Confederación hidrográfica del Guadalquivir. La central de Alcalá del Río, que cuenta con una potencia de 6,08 MW (dos turbinas Kaplan).



Figura 19. Central Alcalá del Río. Fuente: Presas y embalses de Andalucía.

La central de Cantillana, cuenta con una potencia de 6,32 MW igualmente con dos turbinas Kaplan.

La central de Marmolejo (Jaén), que contando con dos grupos con turbinas Kaplan proporciona una potencia de 16,96 MW, en servicio desde el 12 de Junio de 1962.

La central de Mengíbar, Inaugurada por su Majestad el Rey D. Alfonso XIII el 30 de Noviembre de 1916 y donde en el año 1975 se instalaron tres grupos bulbo que generan unos 4,2 MW.

### 3.2.4 Centrales mareomotrices

Estas centrales aprovechan la fuerza de las mareas para impulsar las turbinas. Una manera muy eficiente de obtener energía cerca de la costa. Como por ejemplo la planta mareomotriz en el río Rance (Francia) que cuenta con 24 turbinas tipo bulbo de 10 MW cada una y son reversibles turbinando cuando la marea está alta y bombeando cuando esté baja.



Figura 20. Centrales mareomotriz en Rance. Fuente: Framepool.

### 3.2.5 Centrales de otros tipos

En este apartado se engloban multitud de tipologías que se encuentran a caballo entre las nombradas anteriormente. Ya que en algunos casos, la naturaleza permite la mezcla de tipologías, no cerrando nunca la visión fundamental que es la de obtener la mayor energía de la manera más eficientemente posible. Por tanto se englobarían en una tipología de centrales mixtas entre las centrales anteriores.

Además, también se tienen en cuenta las pequeñas centrales de aprovechamiento de energía que son



de pequeña potencia pero que suelen darse con frecuencia. Por ejemplo las centrales de Minilla, Zufre y Aracena pertenecientes a Emasesa.



Figura 21. microhidráulica de Emasesa. Fuente: TecnoAqua.

### 3.3. Las diez centrales hidroeléctricas españolas de mayor potencia

España cuenta actualmente con cerca de 800 centrales hidroeléctricas, con un rango de tamaño muy variado. Las 20 centrales de más de 200 MW representan en conjunto el 50% de la potencia hidroeléctrica total instalada. A fecha de 2016 según el Periódico de la Energía estas son las diez centrales de mayor potencia en España:



Figura 22. Centrales de mayor potencia. Fuente: Periódico de la Energía.

Como el trabajo se va a centrar en las de bombeo, se van a señalar (subrayándolas) dentro del ranking las que son de bombeo y podrían tener una utilidad para el trabajo expuesto.

#### **Central de Aldeadávila. 1243 MW. Iberdrola:**

El embalse, la central y la presa de Aldeadávila (también conocida como salto de Aldeadávila) son una obra de ingeniería hidroeléctrica construida en el curso medio del río Duero, a 7 km de la localidad de Aldeadávila de la Ribera, en la provincia de Salamanca (Castilla y León) y constituye una de las obras de ingeniería hidroeléctrica más importante de España a nivel de potencia instalada y producción de electricidad.

Aldeadávila posee dos centrales hidroeléctricas. Aldeadávila I, puesta en marcha en 1962 y Aldeadávila II, puesta en marcha en 1986. La primera tiene instalados 810 MW mientras que la

segunda posee 433 MW, lo que hace un total de casi 1.243 MW. Su producción media es de 2.400 GWh al año.



Figura 23. Central de Aldeadávila. Fuente: Periódico de la Energía.

### **Central José María de Oriol, Alcántara. 916 MW. Iberdrola:**

Iberdrola tiene instalada en Extremadura una de sus centrales hidroeléctricas más emblemáticas, la de José María de Oriol también conocida como Alcántara, que cuenta con una potencia instalada de 916 MW. Su capacidad supone aproximadamente el doble de la potencia eléctrica que suministra la compañía en esta comunidad autónoma en momentos de alto consumo.

Esta planta, ubicada en la localidad cacereña de Alcántara, cuenta con cuatro grupos hidroeléctricos de 229 MW de potencia que entraron en servicio entre los años 1969 y 1970.

En cuanto a sus características técnicas, el embalse de la central, el segundo más grande de España y el cuarto de Europa, tiene un volumen máximo  $3.162 \text{ Hm}^3$  y la presa tiene 130 metros de altura, 570 metros de longitud de coronación y 7 compuertas de aliviadero con una capacidad máxima de desembalse de  $12.500 \text{ m}^3/\text{s}$  que funcionan como desagües cuando es necesario.



Figura 24. Central José María de Oriol. Fuente: Periódico de la Energía.

### **Central de Villarino. 857 MW. Iberdrola:**

El embalse y la presa de Almendra son una obra de ingeniería hidroeléctrica construida en el curso inferior del río Tormes. Está situada a 5 km de la localidad salmantina de Almendra y a 7 km de la zamorana población de Cíbanal, en Castilla y León. Forma parte del sistema Saltos del Duero junto con las infraestructuras instaladas en Aldeadávila, Castro, Ricobayo, Saucelle y Villalcampo.

La hidroeléctrica es muy peculiar y derrocha grandes dosis de ingenio. En el caso de Almendra-Villarino, las turbinas no se encuentran a pie de presa, con lo que se conseguiría una altura de 202 m; sino que tiene una toma de agua casi en la cota inferior y esta discurre por un túnel excavado en la

roca de 7,5 m de diámetro y 15.000 m de longitud que acaba desaguando en el embalse de Aldeadávila, en el río Duero. Con esto se consigue obtener una altura de 410 m, con una superficie de embalse de sólo 8.650 ha.

La potencia instalada de la central es de 857 MW y tiene una producción media de 1.376 GWh anuales.



Figura 25. Central de Villarino. Fuente: Periódico de la Energía.

#### **Central de Cortes-La Muela. 630 MW. Iberdrola:**

La central hidroeléctrica de Iberdrola situada en Cortes de Pallás (Valencia) es la mayor central de bombeo de Europa continental. Está ubicada en la margen derecha del Júcar y gracias a la puesta en marcha de cuatro grupos reversibles instalados en la caverna para aprovechar el desnivel de 500 metros existente entre el depósito de La Muela y el embalse de Cortes de Pallás, la central amplió sus 630 MW de potencia hasta 1.750 MW en turbinación y 1.280 MW en bombeo.

La central es capaz de producir 1.625 GWh y atender la demanda anual de casi 400.000 hogares.

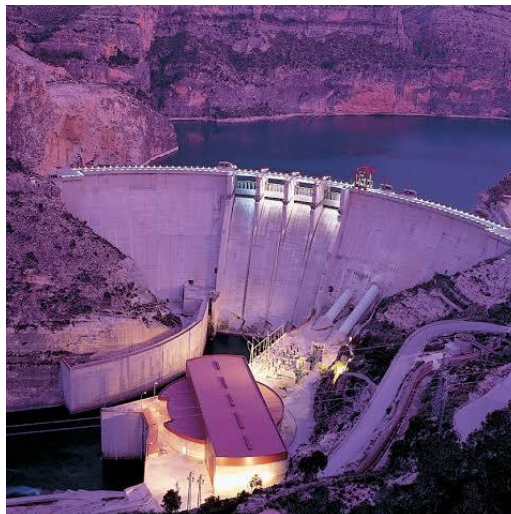


Figura 26. Central de Cortes-La Muela. Fuente: Periódico de la Energía.

#### **Central de Saucelle. 520 MW. Iberdrola:**

El embalse, la central y la presa de Saucelle, también conocida como salto de Saucelle, son una obra de ingeniería hidroeléctrica construida en el curso medio del río Duero. Está situada a 8 km de la localidad de Saucelle, en la provincia de Salamanca. El tramo en el que se sitúa se conoce como las



arribes del Duero, una profunda depresión geográfica que establece la frontera entre España y Portugal.

Forma parte del sistema Saltos del Duero junto con las infraestructuras instaladas en Aldeadávila, Almendra, Castro, Ricobayo y Villalcampo. Saucelle posee dos centrales hidroeléctricas. Saucelle I fue contruida entre 1950 y 1956, año en el entró en funcionamiento, y tiene un potencia de 251 MW y dispone de 4 turbinas Francis. Saucelle II entró en funcionamiento en 1989 y dispone de 2 turbinas Francis y una potencia instalada de 269 MW, lo que hace un total de 520 MW.



Figura 27. Central de Saucelle. Fuente: Periódico de la Energía.

#### **Cedillo. 500 MW. Iberdrola:**

La presa de Cedillo se encuentra en el tramo internacional del río Tajo, en la confluencia con su afluente el Sever, siendo este río (lo mismo que el Tajo) fronterizo con Portugal. La central propiedad de Iberdrola se construyó en 1975, en función del convenio firmado en 1968 con Portugal y cuyo fin era “regular el aprovechamiento hidráulico de los tramos internacionales de los ríos Miño, Lima, Tajo, Guadiana, Chanza y sus afluentes”. Entró en servicio en 1978 y tiene una potencia instalada de 500 MW.

La presa, del tipo embalse y subtipo arco-gravedad, tiene una altura de 66 metros y se encuentra enclavada en el Parque Natural Tajo-Internacional, cuyos límites están marcados por los ríos Tajo y Sever, ocupando una estrecha franja, excepto en el tramo final del Tajo, donde los límites se amplían y se extienden por las dehesas y laderas que vierten hacia el Sever.



Figura 28. Central de Cedillo. Fuente: Periódico de la Energía.

#### **Estany-Gento Sallente. 468 MW. Endesa:**

La central de Estany-Gento Sallente es de tipo reversible y entró en funcionamiento en 1985. La central está realizada en el curso del río Flamisell a su paso por el municipio de La Torre de Cabdella. Tiene una potencia de 468 MW y, como en casi todas las centrales de Endesa está dotada de 4 turbinas Francis. El salto de agua tiene una longitud de 400,7 metros.

La central está instalada entre dos lagos (Estany Gento, a 2.140 metros de altitud; y Sallente, a 1.765 metros).



Figura 29. Central de Estany-Gento Sallente. Fuente: Periódico de la Energía.

### **Central de Tajo de la Encantada, 360 MW. Endesa:**

La Central del Tajo de la Encantada se acabó de construir, tal y como hoy la conocemos, en el año 1977. A la salida del Tajo de la Encantada, en El Chorro, Endesa implantó una de las centrales hidroeléctricas reversibles más grandes de España, el salto de la Encantada. La central está ubicada en el curso del río Guadalhorce a su paso por el término municipal de Ardales, está dotada de 4 turbinas Francis y tiene una potencia de 360 MW. El depósito superior de este salto se sitúa en la Presa de Villaverde, donde están las ruinas de Bobastro.

Edificada bajo el nivel del agua con una altura equivalente a un edificio de 15 plantas, utiliza siempre el mismo volumen de agua bombeándolo entre los embalses inferior y superior. Ambos embalses, el de arriba y el de abajo, están comunicados por una tubería por la que circula el agua bombeada en uno u otro sentido, y el salto de agua tiene una longitud de 398,5 metros.

Sus cuatro turbinas Francis de más de 3 metros de diámetro giran a la velocidad de 500 r.p.m. situadas a más de 30 metros bajo el nivel del agua. Toda esta construcción subterránea genera una electricidad equivalente a la necesaria para alimentar a una ciudad de 400.000 habitantes, casi tantos como los que tiene la capital de la Costa del Sol.

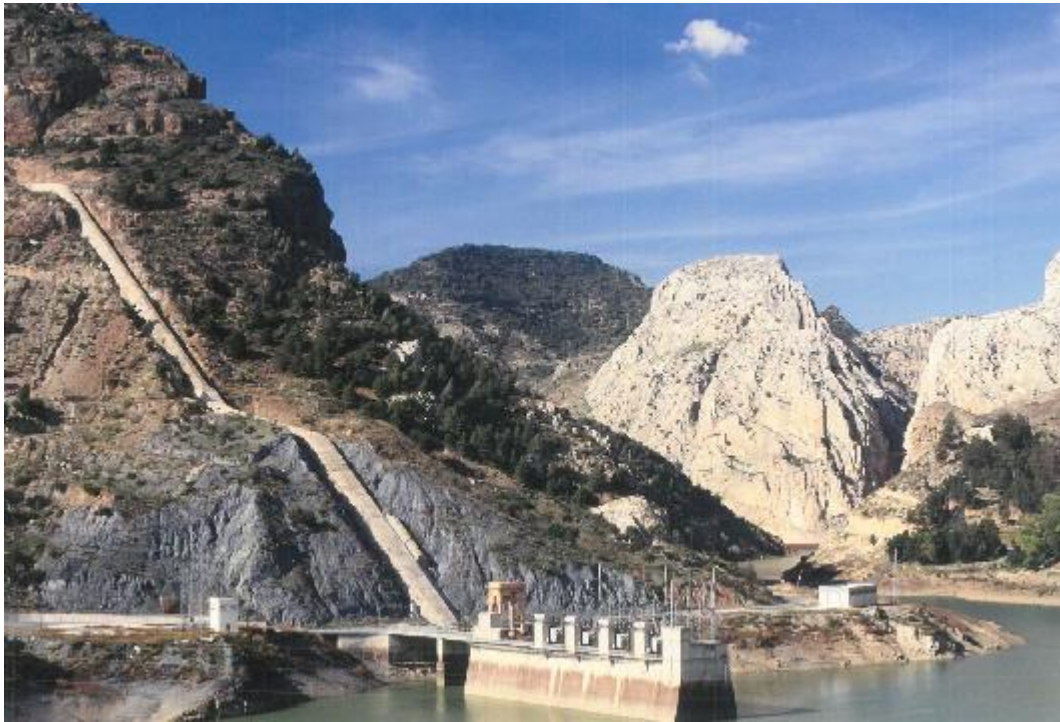


Figura 30. Central de Tajo de la Encantada. Fuente: Sevillana de Electricidad.

#### **Central de Aguayo. 360 MW. Viesgo:**

La central hidroeléctrica de Aguayo, ubicada en San Miguel de Aguayo (Cantabria) está en funcionamiento desde 1982. En la actualidad aporta un 38% de la capacidad de generación eléctrica instalada en Cantabria.

La planta de Aguayo utiliza como depósito inferior el embalse de Alsa y como depósito superior el embalse de Mediajo. La potencia instalada es de 360 MW, tiene un caudal de turbinación de 30 m<sup>3</sup>/s y en salto medio entre los dos embalses de 328,5 metros.



Figura 31. Central de Aguayo. Fuente: Periódico de la Energía.

#### **Mequinenza. 324 MW. Endesa:**

La central de Mequinenza está ubicada en el río Ebro a su paso por el municipio de Mequinenza, en Zaragoza. La central entró en funcionamiento en 1961, está equipada con 4 turbinas Francis y tiene una potencia de 324 MW. Es una central de tipo embalse y el salto de agua tiene una altura de 60



metros.

El salto de Mequinenza se proyectó en los inicios del desarrollismo español, en el marco de una amplia estrategia de aprovechamiento hidráulico. La obra supuso un gran reto tecnológico para la época. Aunque las presas de gravedad ya estaban muy experimentadas, las enormes dimensiones de ésta –79 m de altura y 461 m de coronación recta–, con capacidad para soportar el empuje de un río mediterráneo, obligó a tomar importantes precauciones.

El edificio de la central, ubicado bajo la cota de embalse de la presa de Ribarroja y con una planta de 100 x 25 m, asume su condición secundaria en el conjunto, colocándose en paralelo y anclada al pie de la presa, para contener las cargas dinámicas del agua de las turbinas.



Figura 32. Central de Mequinenza. Fuente: Periódico de la Energía.

### 3.4. Descripción general de los elementos de una central hidroeléctrica

Con este apartado se pretende dar a conocer los dispositivos más generales con los que cuenta una central hidráulica y saber qué elementos son los necesarios para el diseño de una central híbrida hidráulico-eólica.

Se ha hecho la distinción en tres grandes grupos, la parte hidráulica, la parte mecánica y la parte eléctrica, en función del elemento que transcurre por el dispositivo y la función que ejerce. Siendo la hidráulica la parte que afecta al salto del agua, la mecánica la encargada de desplazar y sostener a los elementos mecánicos de la central y la eléctrica la que genera y transporta la energía eléctrica a la red.

#### 3.4.1 Parte hidráulica de la central

Desde los inicios de la historia de la producción de energía aprovechando los saltos de agua se ha estado usando el mismo tipo de tecnología, por tanto será una tecnología robusta y bien consolidada en todo el mundo. La evolución ha radicado básicamente en los materiales usados y en los perfiles hidrodinámicos de las máquinas que gracias a la ayuda de los ordenadores se puede alcanzar una precisión de micras.

Hoy día, para la misma potencia se encuentran turbinas más pequeñas y complejas. Con pesos mucho más bajos que una de hace 50 años, a pesar de ser de la misma tipología.

##### 3.4.1.1 Tipos de turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas son las responsables de transformar el salto hidráulico (energía cinética) del agua en energía. Como se ha comentado anteriormente hay muchas formas de aprovechar el salto de agua, pero básicamente se encuentran tres tipologías básicas de turbinas. Y dentro de éstas, ya se adaptan a cada tipo de salto.

El criterio de elección se basa en dos variables principales. Uno es el salto hidráulico y otro es el caudal de agua que soportan. Dentro de cada rango de altura y caudal, cada tipología encuentra su rendimiento máximo. Cabe destacar, que en las centrales de bombeo, se suelen usar turbinas reversibles que son capaces de bombear además de turbinar. Serán una tipología híbrida entre turbina y bomba.

Estos tres grandes grupos son las turbinas Pelton, Francis y Kaplan.

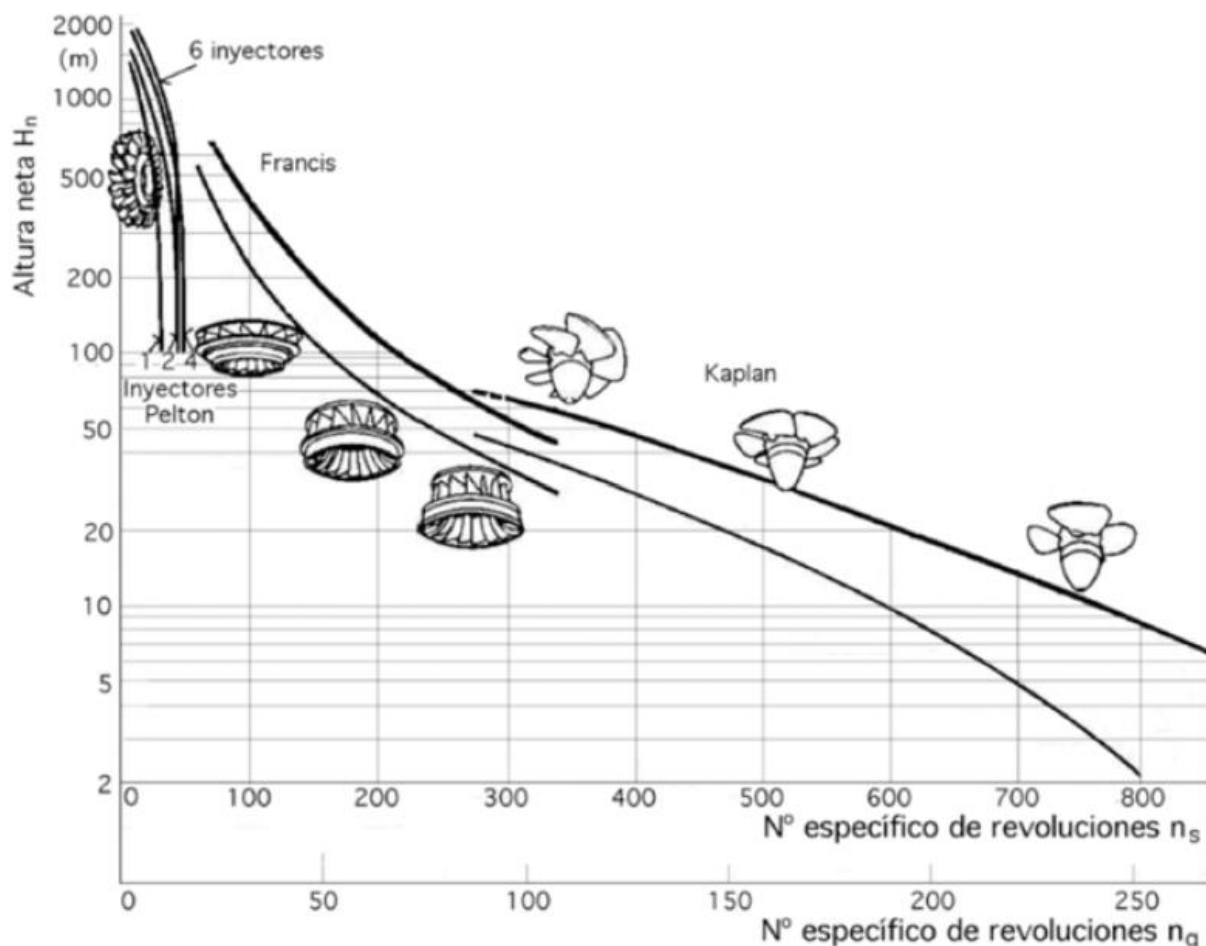


Figura 33. Clasificación de las turbinas. Fuente: Turbinas Hidráulicas Grupo de formación Empresas Eléctricas.

También se suelen clasificar según el número de revoluciones ( $n$ ) y de sus velocidades específicas ( $n_s$ ). Esta clasificación suele deberse por los fabricantes, que en sus catálogos muestran gráficas de sus productos como ésta:



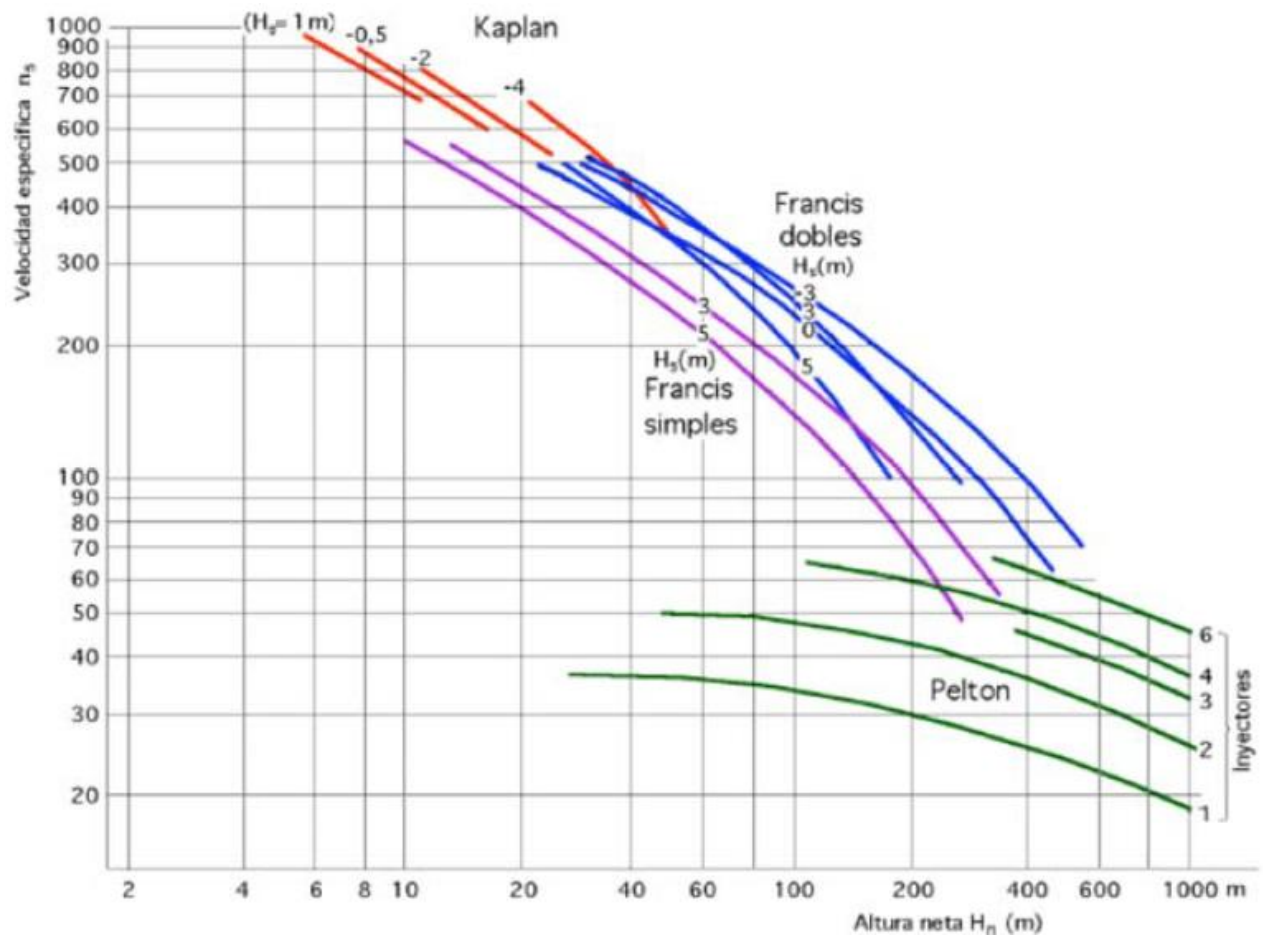


Figura 34. Clasificación de las turbinas por catálogo. Fuente: Turbinas Hidráulicas Grupo de formación Empresas Eléctricas.

Siendo:

$$n_s = n \cdot \frac{Pot^{1/2}}{H^{5/4}}$$

Siendo una posible clasificación según la velocidad específica:

Velocidad específica en r.p.m.	Tipo de turbina	Altura del salto en m .
Hasta 18	Pelton de un inyector	800
De 18 a 25	Pelton de un inyector	800 a 400
De 26 a 35	Pelton de un inyector	400 a 100
De 26 a 35	Pelton de dos inyectores	800 a 400
De 36 a 50	Pelton de dos inyectores	400 a 100
De 51 a 72	Pelton de cuatro inyectores	400 a 100
De 55 a 70	Francis muy lenta	400 a 200
De 70 a 120	Francis lenta	200 a 100
De 120 a 200	Francis normal	100 a 50
De 200 a 300	Francis rápida	50 a 25
De 300 a 450	Francis extrarrápida	25 a 15
De 400 a 500	Hélice extrarrápida	15
De 270 a 500	Kaplan lenta	50 a 15
De 500 a 800	Kaplan rápida	15 a 5
De 800 a 1100	Kaplan extrarrápida	Menos de 5

Figura 35. tabla de clasificación de las turbinas según velocidad específica. Fuente: Turbinas Hidráulicas Grupo de formación Empresas Eléctricas.

Además, para diferenciar el rotor de la turbina con el rotor del alternador, comúnmente se les nombra como rodete de la turbina, que es la parte móvil de la turbina hidráulica y se nombra como rotor solo a la parte móvil del alternador.

#### 3.4.1.1.1 Turbinas Pelton

Las turbinas Pelton son las que trabajan mejor con saltos de gran altura (normalmente entre 200 m y 900 m) y caudales pequeños, rondando los 0,5 m<sup>3</sup>/s aproximadamente. Mantienen un rendimiento alto si el caudal oscila entre el 30% y el 100% del nominal, produciendo que se tengan que instalar menos unidades por central. Además, tienen la ventaja de que se pueden instalar tanto horizontalmente como verticalmente, aunque en general se emplea la de eje horizontal. A medida que la altura disminuya, habrá que mantener la potencia usando mayor número de inyectores para seguir usando esta tipología.

Su inventor fue Lester Allan Pelton (1829-1908), que fue un ingeniero estadounidense que trabajaba en la construcción de equipos de extracción de oro.

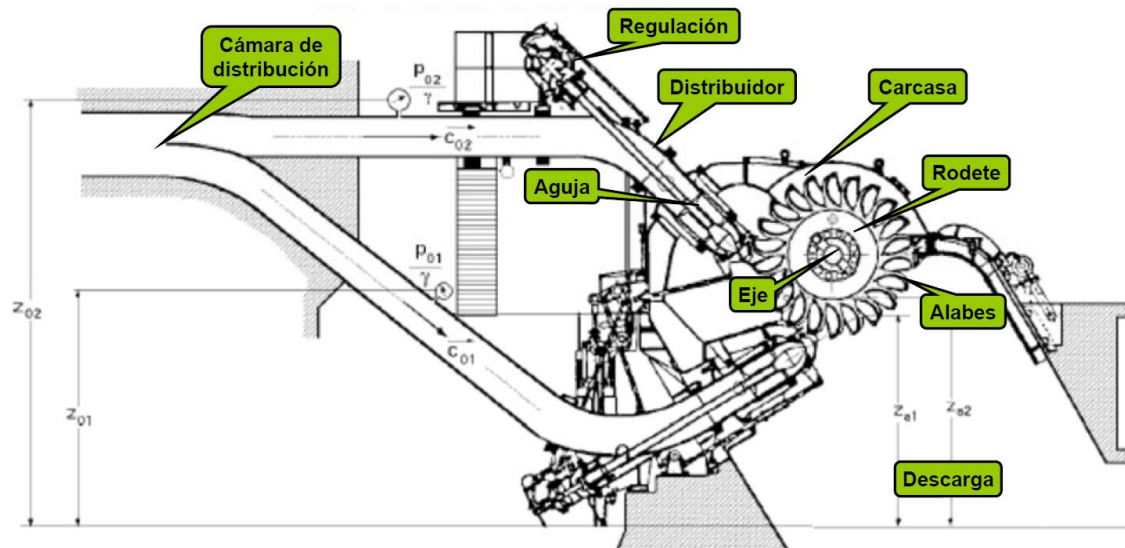


Figura 36. Turbina Pelton de eje horizontal. Fuente: Asociación de fabricantes de turbinas.



Figura 37. Turbina pelton de la central de Granada. Fuente: Propia

La regulación de la carga o del caudal se controla a través de los inyectores, que con la aguja se regula el paso hacia los cazos de la turbina.

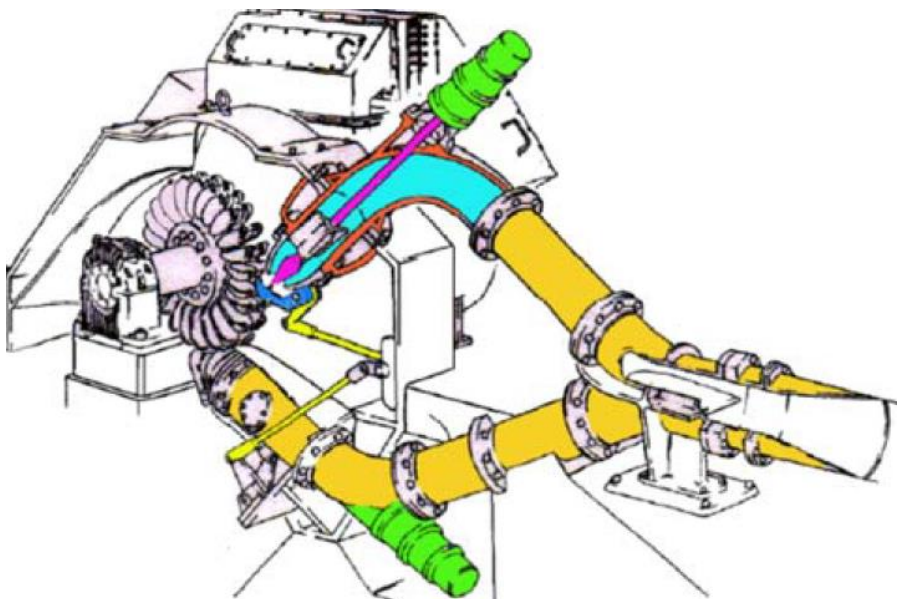


Figura 38. Distribución e inyectores en turbinas Pelton. Fuente: Sistemas energéticos del Máster Ingeniería Industrial de Cantabria

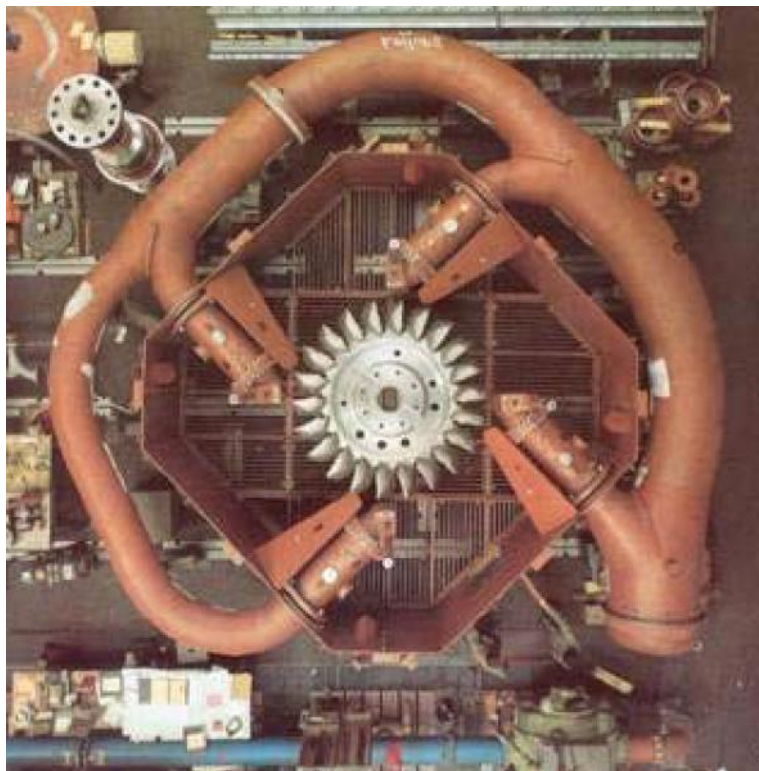


Figura 39. Turbina Pelton de eje vertical y cuatro inyectores. Fuente: VOITH (Catálogo)

Quizá lo más característico de este tipo de turbinas se encuentra en los cazos que la componen, siendo la clave de este tipo de turbinas y donde se encuentra toda la ingeniería y tecnología que la hacen tan peculiares.

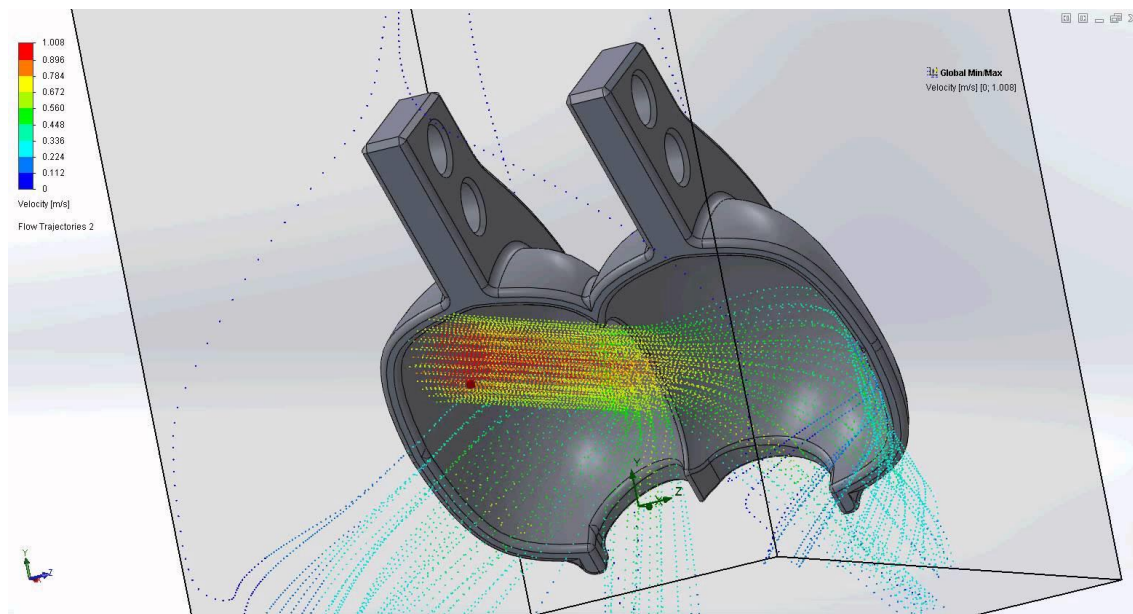


Figura 40. Chorro incidiendo en cazo de turbina Pelton. Fuente: Ejemplos en Fluent.

El siguiente paso de la ingeniería es evitar el deterioro y desgaste de los mismos, quizá lo que más los deteriora es la sílice contenida en el agua:





Figura 41. Cazos del rodete de la Central de Dúrcal erosionados por la sílice que lleva el agua. Fuente: Propia

#### 3.4.1.1.2 Turbinas Francis

Las turbinas Francis son la tipología más flexible de las tres, debido en gran medida a su diseño y a la evolución de la ingeniería que conlleva. Su rango de parámetros característicos es muy amplio, con una altura que ronda entre los 40 y 400 m y con caudales entre 10 y 200 m<sup>3</sup>/s aproximadamente. Aunque también se pueden instalar de manera horizontal y vertical, lo más usado es en eje vertical.

Su inventor fue un ingeniero británico llamado James Bicheno Francis (1815-1892) y ha sido la tipología que más ha ido evolucionado desde su creación en 1877.

Además, cabe destacar que son un diseño tan flexible que permite su funcionamiento como bomba, de manera que en las centrales de bombeo, se puede tener con la misma máquina (turbina Francis) una turbina y una bomba.



Figura 42. Turbina Francis. Fuente: Turbina Francis Lenta.

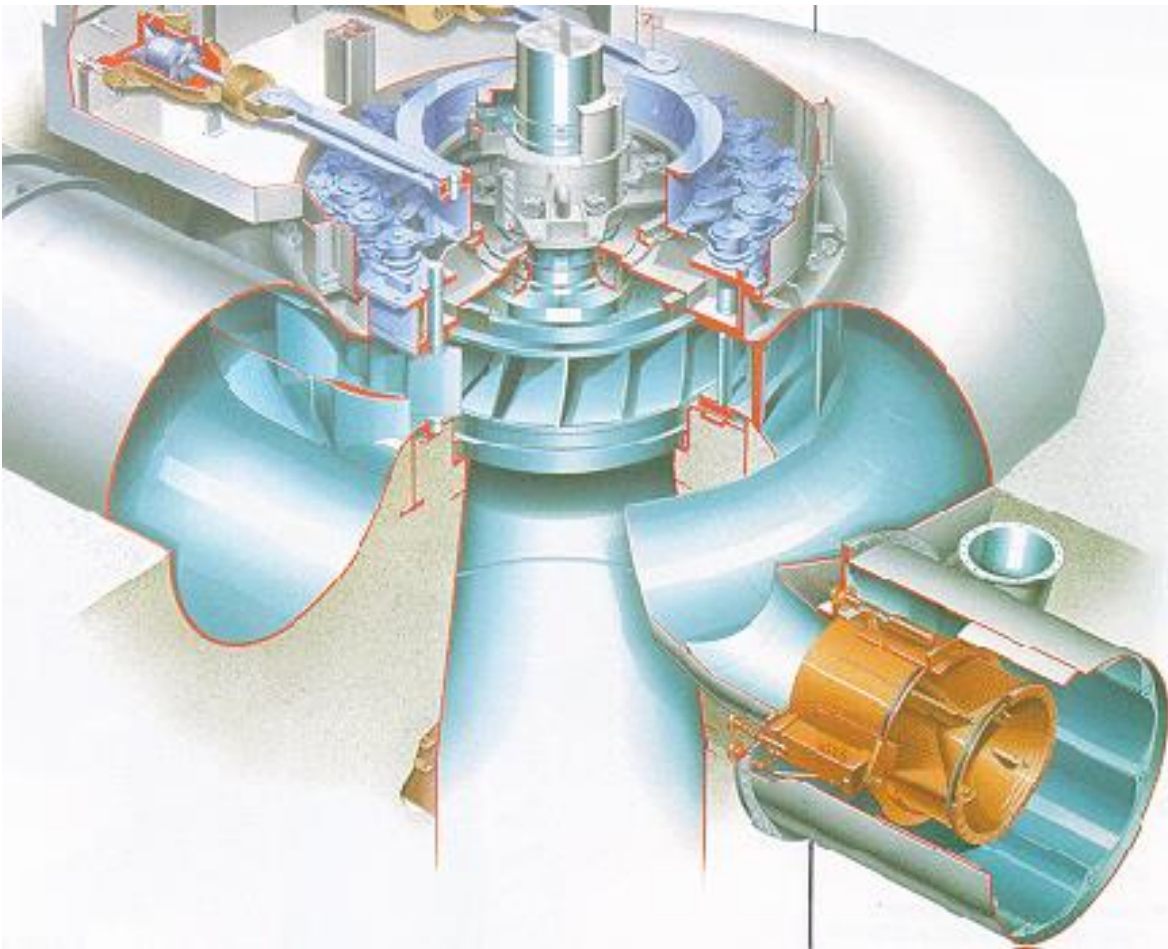


Figura 43. Turbina Francis. Fuente: Tecnología turbinas Francis.

Su cámara espiral debe ir disminuyendo en su sección para mantener el mismo caudal a lo largo de todo el perímetro de la turbina y no perder potencia:

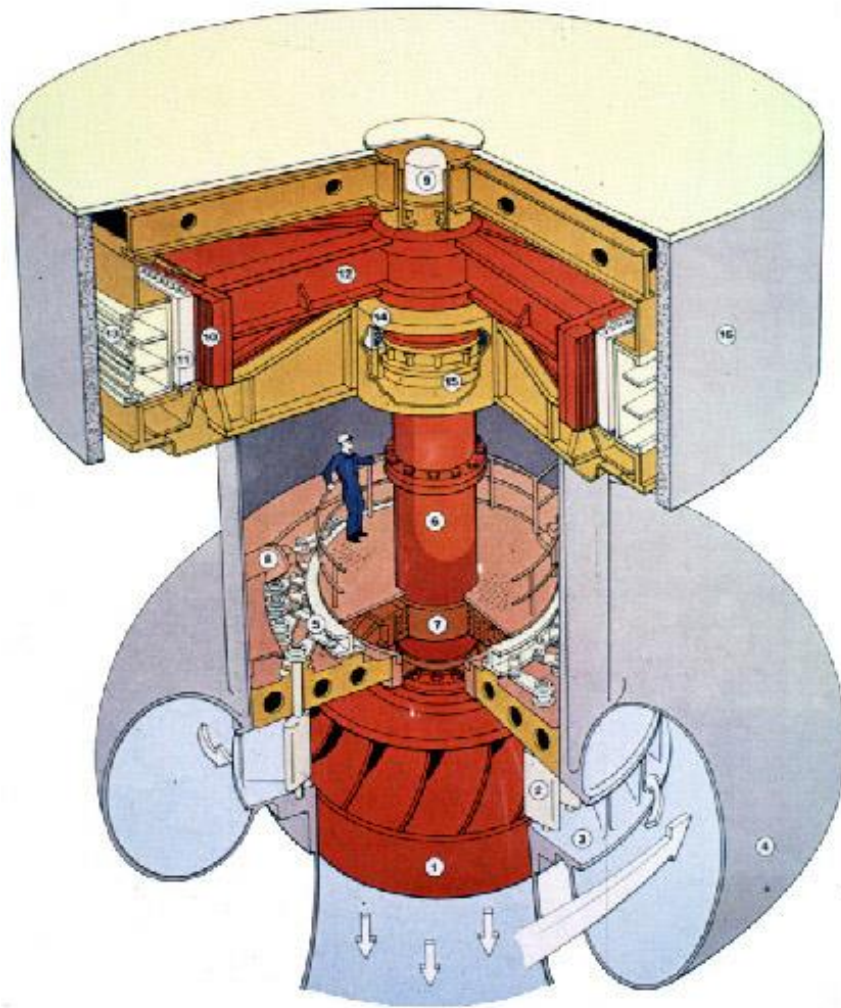


Figura 44. Turbina Francis con el alternador. Fuente: Tecnología turbinas Francis

La regulación del caudal se produce gracias a su distribuidor que dispone de álabes móviles orientables. Accionados con un sistema hidráulico que mueve un anillo para girar todos a la vez:



Figura 45. Regulación del caudal en turbinas Francis. Fuente: Tecnología turbinas Francis

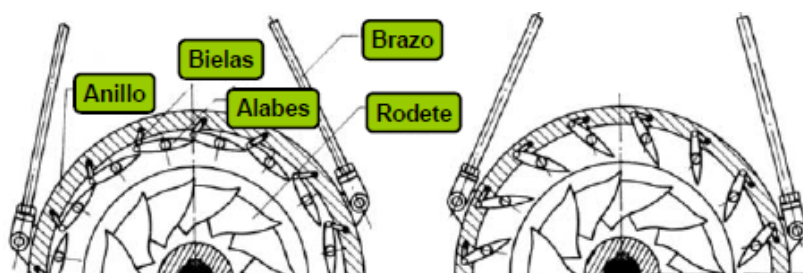




Figura 46. Distribuidor Fink. Fuente: distribuidores de turbinas Francis.

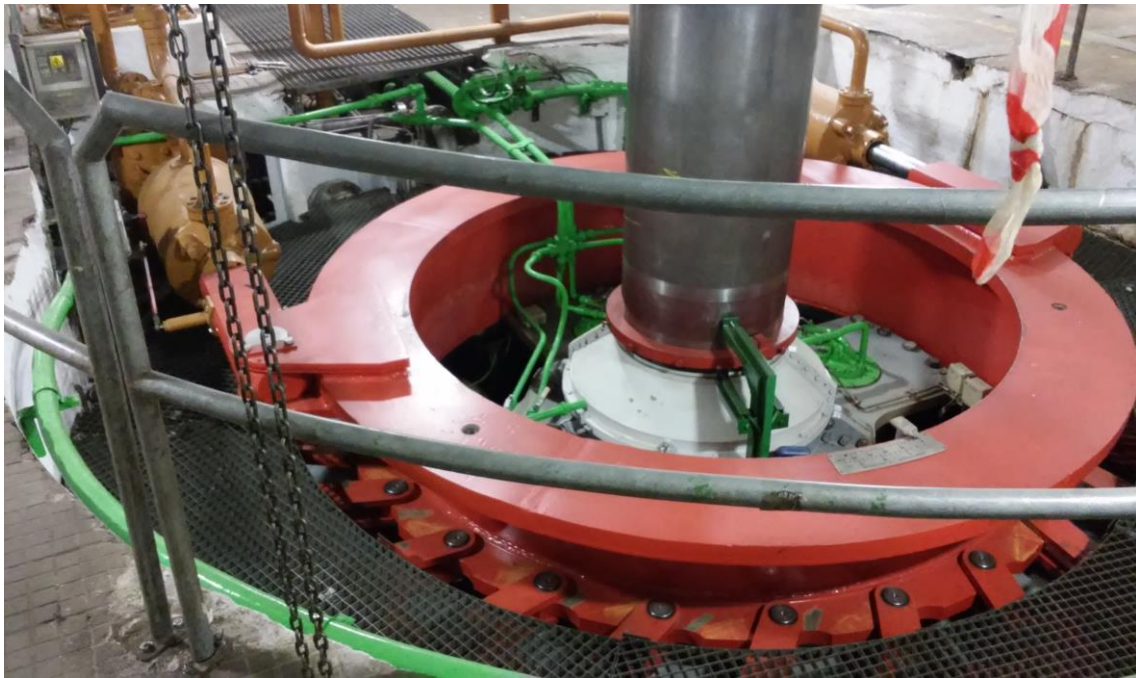


Figura 47. Anillo de la distribución, Central de Guillena. Fuente: Propia



Figura 48. Turbina Francis reversible de la Central de Guillena. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

#### 3.4.1.1.3 Turbinas Kaplan

Las turbinas Kaplan son, en esencia, una turbina de hélice de álabes orientables. Su principal ventaja es la de ajustar su geometría según la carga demandada, para obtener un rendimiento máximo.

Las turbinas Kaplan se emplean en saltos de baja altura (sobre los 50 m e inferiores) y trabajan con caudales medios y grandes de  $50 \text{ m}^3/\text{s}$  en adelante. Siendo idóneas para las centrales fluyentes.

Fue presentada en el año 1925 por el ingeniero Austríaco Viktor Kaplan (1876-1934), siendo la tipología que más tarde apareció, ya que surgieron por la necesidad de extraer energía de saltos más pequeños y que pudieran mover caudales muy grandes.



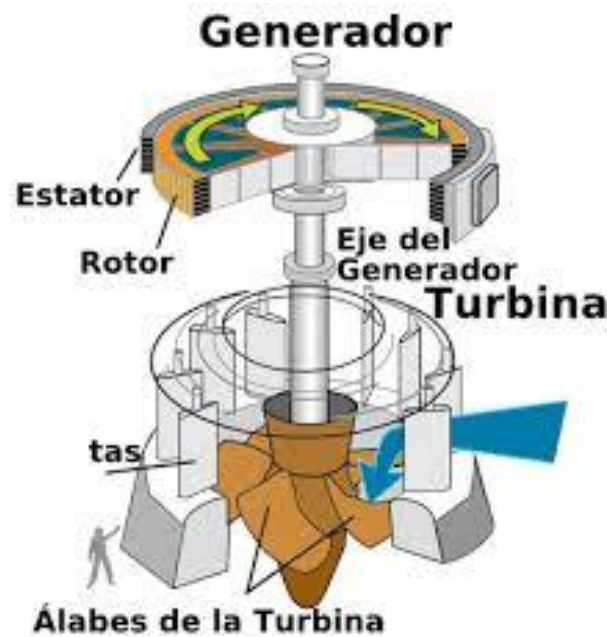


Figura 49. Turbina Kaplan. Fuente: Apuntes de ingeniería Civil sobre turbinas.

La regulación del caudal en este tipo de turbinas se produce con los álabes móviles del distribuidor y que se adaptan a la carga para aumentar o mantener el rendimiento máximo o incluso para hacer una parada de la máquina al romper con la incidencia fluidodinámica.

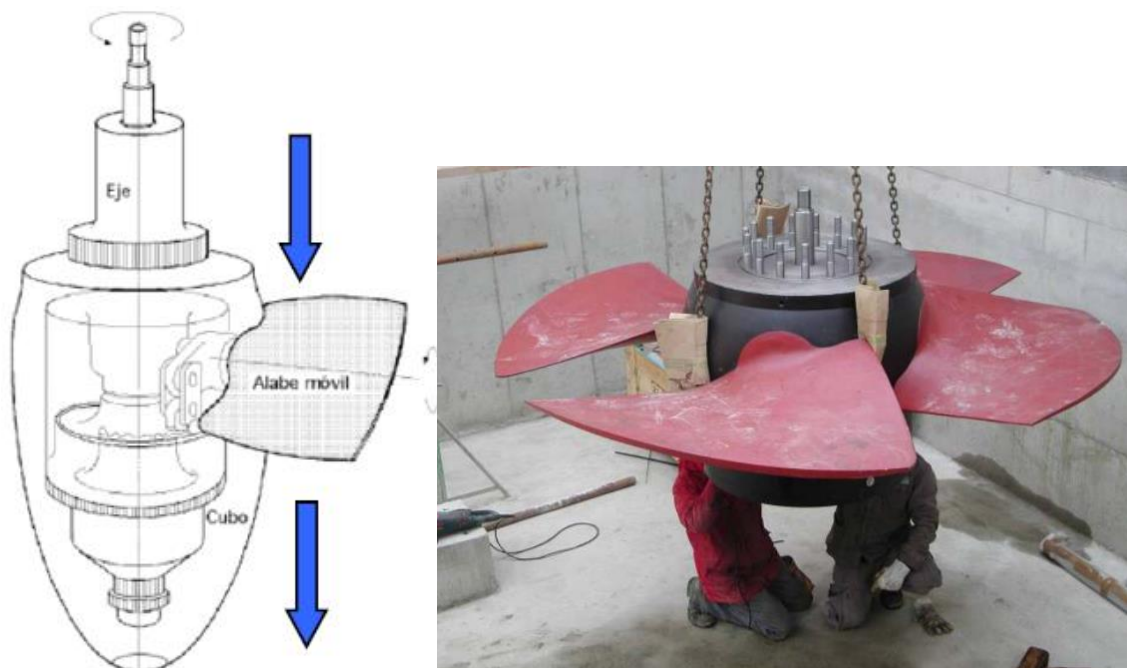


Figura 50. Regulación de caudal a través de los álabes. Fuente: salto del pirineo.

Esta tipología tiene la peculiaridad de que si se instala conjuntamente con el alternador constituye un nuevo equipo llamado grupo Bulbo, en la que la cámara y el tubo de aspiración constituyen un solo conducto. Y son idóneos para centrales especiales como las mareomotrices o centrales a pequeña escala. Además, los álabes no tienen distribuidor móvil por lo que no pueden regular la carga.

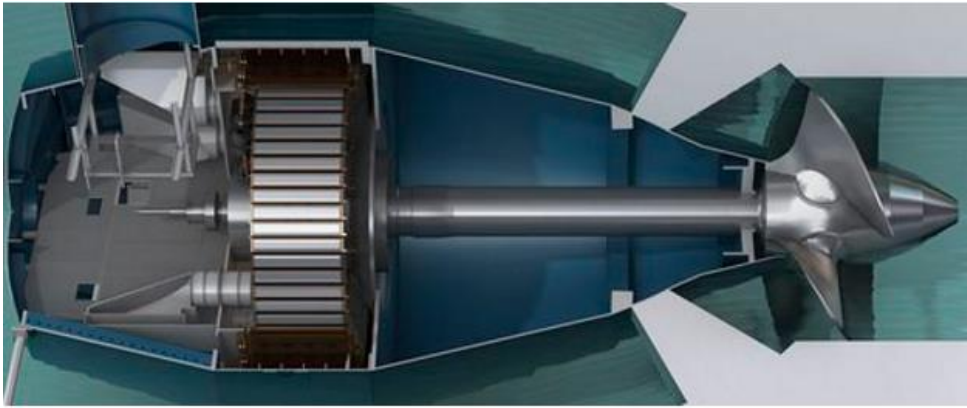


Figura 51. Turbina tipo Bulbo. Fuente: directindustry

### 3.4.1.2 Válvula esférica

La Válvula esférica es el dispositivo responsable de soportar la columna de agua diferencia de cotas que viene de la tubería forzada cuando la central está parada. Además de ser la que cierra o abre el circuito hidráulico.

Este dispositivo se suele encontrar en centrales de bombeo y centrales de embalse. Siento de tecnología muy robusta y accionado por un circuito hidráulico.



Figuras 52 y 53. Válvula esférica y circuito de accionamiento de la central de Guillena. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

En este tipo de dispositivos, el daño que más sufren es por fatiga, pero bien controladas alcanza una vida útil de unos 30 años. La fatiga se produce primordialmente por los golpes de ariete debido al cerrar el circuito. Por tanto, se suelen acompañar a veces de una chimenea de equilibrio que absorba esos golpes de ariete y no sufra tanto la válvula. O aumentar el espesor de la tubería forzada.

Cuando se necesita hacer un mantenimiento o cambiar la misma válvula. Existe una pieza que actúa a modo de “tapa ciega”, que es capaz de soportar la columna de agua:



Figura 54. Tapa ciega de la tubería forzada, central de Guillena. Fuente: propia



Figura 55. Válvula esférica central de Alto Lindoso. Fuente: Central Alto Lindoso.

#### 3.4.1.3 Tubería forzada

La tubería forzada es la conducción que lleva el agua a presión desde el canal, embalse o depósito superior hasta la entrada de la turbina. Deben de estar bien reforzadas debido a la presión tan alta que deben de soportar, además de los golpes de ariete y a los fenómenos de fatiga.

Pueden llegar a tener cientos de metros y pendientes muy pronunciadas.

Aunque no todas las centrales disponen de una, como en muchas de las presas porque la toma esta justo en el embalse. Son idóneas para la buena circulación del agua hacia la turbina.



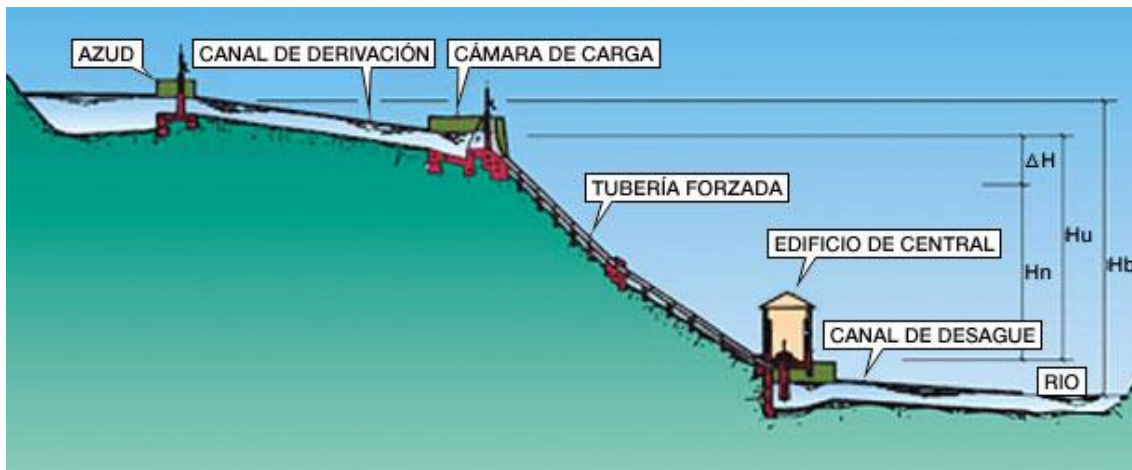


Figura 56. Esquema tubería forzada. Fuente: Energía, de Alberto Espinosa.



Figura 57. Grandes tuberías forzadas. Fuente: Central de Bolarque.



Figura 58. Central sin tubería forzada. Fuente: Central de Ralco.

### **3.4.2 Parte mecánica de la central**

En este apartado, se hablarán de los sistemas auxiliares mecánicos necesarios para el transporte de las piezas de una central hidráulica ya que son piezas de gran tamaño y de gran tonelaje. Y como toda central se deberá tener sistemas para el montaje y desmontaje de dispositivos y para el mantenimiento.

#### **3.4.2.1 Sistemas de suspensión y transporte para mantenimiento, montaje y desmontaje de piezas**

Toda central hidráulica deberá disponer de grúas y puentes grúas de al menos la fuerza para soportar el peso de la pieza más pesada que suele ser el rotor del alternador. Y para combinar las grúas se usan los yugos, para piezas más grandes.



Figura 59. Grúa pórtico de gran tonelaje móvil Central de Guillena. Fuente: Propia



Figura 60. Puente grúa de la central de Alcalá del Río. Fuente: Propia





Figuras 61 y 62. Puentes grúas y piezas que transportan, Guillena y Alcalá del Río. Fuente: Propia  
Aquí un ejemplo de la pieza más pesada de la central:



Figura 63. Rotor del alternador de Guillena. Fuente: Ramón Abella Monserrat



Figura 64. Yugo de la central de Guillella. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

### 3.4.3 Parte eléctrica de la central

El objetivo principal de las centrales hidráulicas es la generación de la energía eléctrica, y para que ésta pueda producirse se tienen una serie de dispositivos principales:

#### 3.4.3.1 Alternador y excitatriz

Para que la turbina genere electricidad, ésta unida por un eje solidario a ella y al alternador y a la excitatriz. Aunque no siempre es así, depende del caso.

El alternador es el responsable de generar la energía ya que el rotor (pieza móvil) del alternador gira solidario al rodete de la turbina, que con el campo magnético que dispone crea una diferencia de potencial eléctrico en las bornas del estator (pieza fija) generando una corriente alterna que se inyecta a la red.

Para generar el campo magnético del rotor se usa corriente continua que genera la excitatriz también solidaria al rodete de la turbina a través del eje mecánico, de esta manera se obtiene el arranque autónomo, sin estar conectado a la red. Podemos conseguir corriente continua rectificando la alterna.

Además, en las centrales de bombeo existe un motor de lanzamiento llamado “Pony” que sirve para que cuando funcione como bomba el alternador alcance la velocidad de régimen.

Cabe destacar, que la corriente debe cumplir el requisito de que debe estar a 50 Hz que es a la que está la red. Y debido a las r.p.m que alcanza la turbina, producen que el alternador disponga de un número de polos muy elevados y la máquina tenga un gran diámetro y poca longitud, ya que como la velocidad es menor que un turboalternador (para máquinas térmicas) los efectos por fuerza centrífuga son menores.



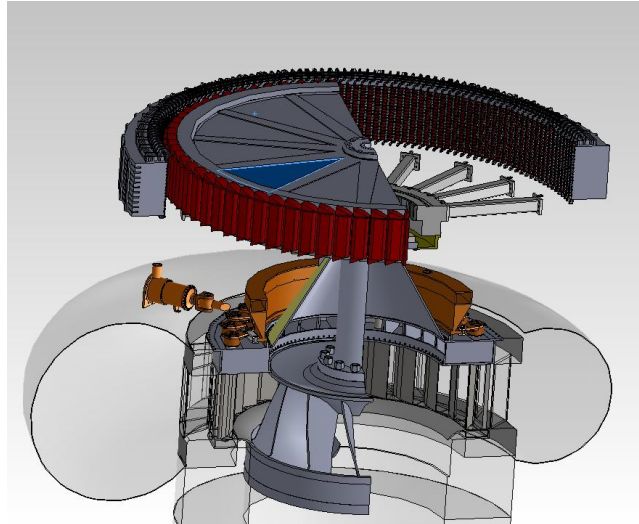


Figura 65. Eje turbina y alternador. Fuente: Central hidráulica modelada

A continuación se muestran los sistemas eléctricos de tres tipos de centrales diferentes y con los tres tipos de turbinas y de diferentes potencias:

- La central de la sierra de Dúrcal (Granada) tipo central de cámara de carga con una turbina Pelton y de menor potencia.



Figuras 66 y 67. Grupo generación Central de Dúrcal (Granada). Fuente: Propia.

En este caso el eje es horizontal, en azul se encuentra la turbina pelton y en rojo el alternador con la excitatriz. Se puede observar el eje que une a ambas máquinas. Cuenta con una potencia de 2,72 MW

y con un salto de 780 m.

- La central de Alcalá del Río (Sevilla) tipo central fluyente con turbina Kaplan y de potencia algo mayor



Figuras 68 y 69. Eje de la turbina y grupo generación, Central Alcalá del Río. Fuente: Propia.

- La central de Guillena (Sevilla) tipo central de bombeo con turbina Francis de mayor potencia (210 MW).



Figura 70 y 71. Placa de características técnicas y grupo generador central de Guillena. Fuente: Propia.

### 3.4.3.2 Transformadores

El transformador es una máquina eléctrica que se utiliza para cambiar los niveles de tensión.

En nuestro caso, elevamos la tensión de generación, como ejemplo tenemos la central de Guillena que eleva la tensión e 13,8 a 220 kV para disminuir las pérdidas de transporte.

En las bornas del alternador se genera la potencia eléctrica y se manda al transformador para elevarle la tensión.

En las centrales hidráulicas hay un transformador por cada grupo y separados entre sí por algún tipo de muro o defensa, para el caso de fallo, no afectar a los demás. De manera que se encuentran de manera independiente.

Un tema crucial con los transformadores es la refrigeración de los mismos, y normalmente suelen enfriarse por ventilación forzada.

El tamaño del mismo dependerá en gran medida de la potencia del grupo generador, a continuación algunos ejemplos de las centrales mencionadas anteriormente:

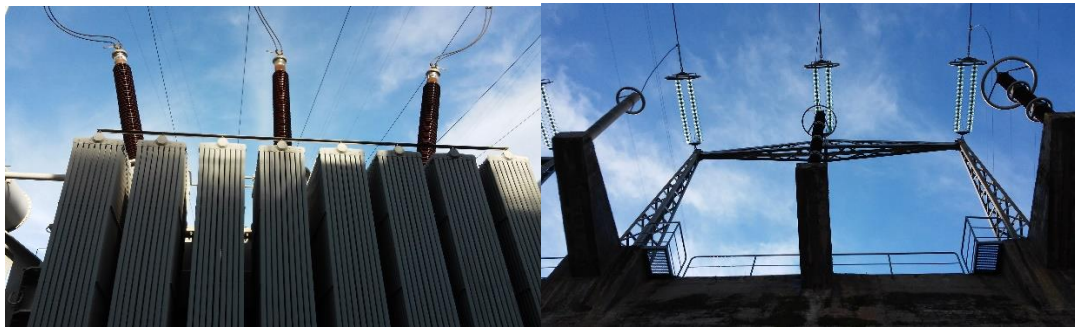




Figuras 72 y 73. Transformadores de la central de Guillena. Fuente: Propia



Figuras 74 y 75. Vista general de los transformadores de Guillena y de la central de Dúrcal. Fuente: Propia



Figuras 76 y 77. Bornas del transformador y de la red. Fuente: Propia.

## 4 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON CENTRALES HIDRÁULICAS

---

*“El valor de una idea radica en el uso de la misma”*

Tomas A. Edison

**E**n este apartado se quiere dar respuesta a la pregunta: ¿Se puede almacenar la energía y de forma sostenible?

Actualmente, con el fin de ahorrar recursos y gestionar mejor la energía que consumimos, se está pensando en encontrar soluciones a cómo poder almacenar la energía. Y aunque hay multitud de buenas ideas, al final como todo, se resume en que la energía sólo puede almacenarse como energía potencial y ésta solo se presenta de tres maneras, energía potencial elástica, energía potencial eléctrica y energía potencial gravitatoria. Y es ésta última la que nos interesa. Puesto que las otras dos actualmente no se han encontrado soluciones técnicas para almacenar grandes cantidades de energía.

El almacenamiento de energía a través de energía potencial gravitatoria es muy sencillo, básicamente se obtiene bombeando agua a una cota superior y cuando se quiera recuperar esa energía se deja caer el agua pasándola por una turbina.

Por tanto, el reto está en cuanta energía se quiere almacenar. Porque influirá en el dimensionado de la planta de almacenamiento de energía.

Mayor energía acumulada, significará más cantidad de agua, que se refleja en el tamaño de los depósitos en los que se va a almacenar.

Como se ha comentado antes, una central de bombeo es eso mismo. Una central de almacenamiento de energía a través de la diferencia de energía potencial obtenida a través de la diferencia de alturas entre dos depósitos, uno superior y otro inferior.

Idealmente se podría almacenar toda la energía que se quisiera, pero en realidad, construir depósitos de agua en cualquier parte no es fácil, y existen muchísimas limitaciones técnicas, que provocan que en cualquier parte no se puedan poner este tipo de centrales.

Aun así, la clave del éxito es ser persistente y lo mejor es aprovechar los recursos que nos ofrece el terreno, como los cráteres de los volcanes inactivos, montañas, ríos o valles. De manera que no todo tenga que ser grandes construcciones.



Figura 78. Central de Bombeo, La muela. Fuente: Cadena Ser.

Por ese motivo, este tipo de centrales pueden darse en la mayoría de países que pueblan la tierra, porque en casi todos existen montañas, ríos o lagos para poder instalarse este tipo de centrales. Y con depósitos grandes se puede almacenar grandes cantidades de energía.

Pero ¿por qué esa búsqueda incansable de encontrar la manera de almacenar energía?

Porque el petróleo y el gas natural son recursos que en un futuro estarán agotados y los países están apostando por los recursos renovables. Pero su gran “talón de Aquiles” es que no se pueden gestionar como las plantas térmicas, ya que dependen del sol y del viento, que son variables totalmente independientes a la demanda eléctrica por el consumo del ser humano.

Consecuentemente a todo esto, si se desarrollan sistemas de almacenamiento con una gran capacidad, se podrán gestionar las fuentes de energía renovable y podrán adaptarse a la demanda. Evitando depender tanto de los recursos no renovables.

Las soluciones a las que se están llegando son para potencias más pequeñas, como por ejemplo almacenamiento a través de baterías eléctricas o por acumuladores de calor. Pero esto en el fondo no nos sirve para la potencia que queremos almacenar, ya que baterías de almacenamiento de MW sería muy caras y muy difíciles de fabricar, de hecho a penas se tienen referencias de baterías de estas magnitudes. Y por acumulación de calor ocurre lo mismo, ya que haría falta un tamaño de intercambiador y acumulador de proporciones titánicas, provocando mayores pérdidas de calor y como consecuencia el aislarlos elevarían los costes y además no nos garantiza una fiabilidad de tiempo de gestión, ya que no podríamos almacenar energía todo el tiempo que quisiéramos porque las pérdidas a la larga serían un tema serio. Pero para pequeñas potencias serán las que tengan la partida ganada.

En el caso de la energía solar, se ha llegado a la solución técnica de las sales fundidas, con el que tiene una capacidad de almacenamiento diaria para poder adaptarse a los horarios diurnos y nocturnos. Pero con las centrales eólicas no se han encontrado soluciones y eso que son las que disponen de mayor potencia instalada y cubren más demanda de la red.



Figura 79. Central solar de colectores cilindro parabólicos con almacenamiento de sales fundidas. Fuente: Proyecto y dirección de obra de plantas industriales.

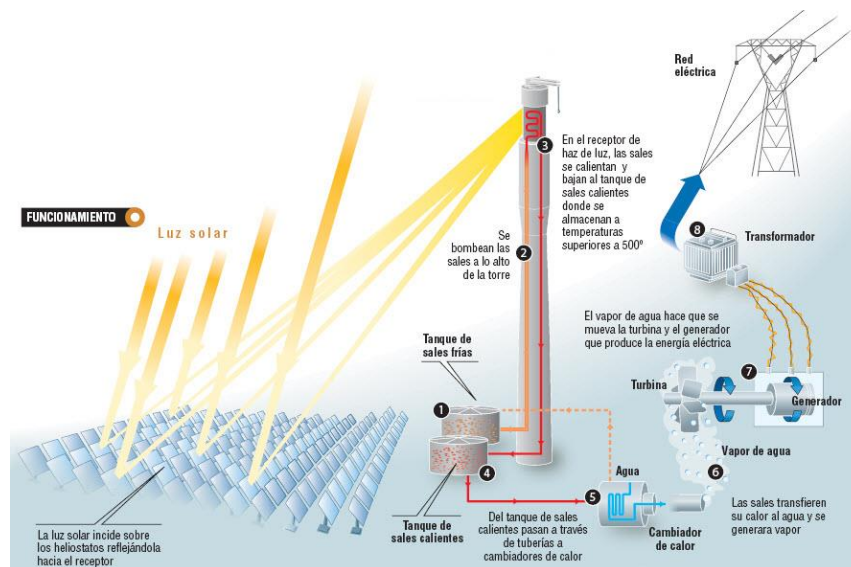


Figura 80. Central termosolar de torre central con almacenamiento de sales fundidas. Fuente: GEMASOLAR.

Para las potencias a las que se quiere trabajar se encuentran dos soluciones que podrían ser válidas para el almacenamiento de energía de parques eólicos y son las plantas CAES (Compressed Air Energy Storage) que son plantas de almacenamiento de energía por medio de aire comprimido y las centrales de bombeo hidráulicas.

Las plantas CAES tienen el inconveniente de que son centrales que necesitan de fosas o cámaras de aire de gran volumen y que además sean lo más impermeable posible. Por lo que respecto a su localización se ven tremendamente reducidos en lugares donde poder implantarlos. Además de que constructivamente es más barato construir dos depósitos que construir una cámara subterránea estanca. Otra dificultad es que trabaja con máquinas térmicas, como lo son el compresor y la turbina de gas, por lo que habría que añadir la variable temperatura que será otro límite al problema, aunque de menor importancia.



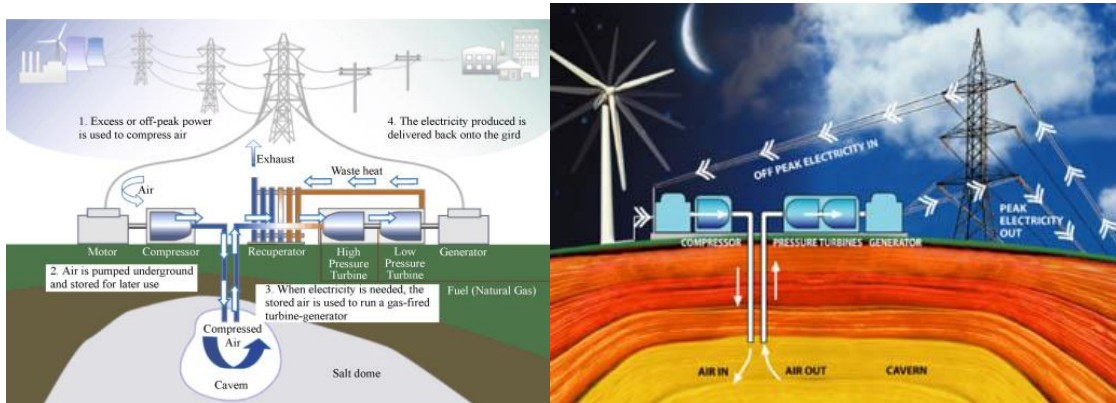


Figura 81 y 82. Funcionamiento de las plantas CAES. Fuente: Bernard Multon et Jacques.

Por otro lado las de bombeo están ya muy consolidadas en nuestra tecnología y hay muchas más empresas que se han dedicado a la construcción de plantas de bombeo, además de que son solo máquinas hidráulicas en las que al no ser máquinas térmicas tienen una serie de ventajas propias de su tecnología.

Por ese motivo, la misión de este proyecto es adaptar las centrales de bombeo que se disponen y desarrollar plantas híbridas con las eólicas para que se conviertan en fuentes de almacenamiento para los parques eólicos. Y además, que sirva de precedente para desarrollar y diseñar plantas totalmente nuevas que se integren ambas tecnologías.



## 5 PARQUES EÓLICOS EN ESPAÑA

*“Si he hecho descubrimientos invaluables ha sido más por tener paciencia que cualquier otro talento”.*

*- Isaac Newton -*

La instalación eólica más antigua de España se encuentra en la sierra de “el Perdón” fue la primera propiedad de Acciona ubicada en la parte más alta de la sierra de la que recibe su nombre y desde la que se domina toda la cuenca de Pamplona. La primera fase del parque, compuesto por seis turbinas de 500 kW cada una, se puso en marcha en diciembre de 1994 y constituyó todo un referente en el despegue de la energía eólica en nuestro país.

Gracias al excelente comportamiento de las máquinas, dos meses después, en febrero de 1995, Acciona firmaba con Gamesa Eólica el mayor contrato de la industria mundial de aerogeneradores, lo que supuso la instalación de las primeras plantas de aerogeneradores, torres y palas en la Comunidad Foral.

Paralelamente se autorizaba la segunda fase del parque, compuesta por otros 34 aerogeneradores de 500 kilovatios de potencia unitaria, que fueron instalados y conectados a red en el segundo semestre de 1995 y primer trimestre de 1996. En marzo de ese año el parque, de 20 megavatios de potencia, estaba ya instalado y conectado a red en su totalidad.

Una circunstancia que favoreció la construcción de esta instalación eólica fue la existencia de una carretera que discurre, en la mayor parte de su trazado, a pocos metros de la loma de la sierra de El Perdón.

En estos 20 años que han transcurrido desde la puesta en marcha de la primera fase del parque eólico en cuestión, la metodología de construcción de este tipo de instalaciones ha variado poco. Lógicamente, los cambios han sido los propios del incremento de potencia y tamaño de las turbinas, lo que ha obligado a establecer zapatas de cimentación más grandes para las torres, el uso de grúas de mayores dimensiones para mover las nacelles, las palas y las torres, y a realizar mayores esfuerzos en lo que se refiere a líneas eléctricas.

Lo que sí ha cambiado es, como acabamos de mencionar, la potencia y dimensiones de las máquinas, ya que la potencia de los aerogeneradores se ha multiplicado por 6, las torres son tres veces más altas y el diámetro de rotor se ha multiplicado por 3.

También se ha mejorado la captación de la energía eólica al hacer que los aerogeneradores empiecen a producir y alcancen la potencia máxima a menores velocidades de viento, lo que posibilita un mayor número de horas de producción anual. En el ejemplo referido, si la potencia de la máquina se ha multiplicado por 6, la producción se ha multiplicado por 8.

El número de parques eólicos instalados en España ha ido en aumento a lo largo de estos últimos años como se refleja en los datos de red eléctrica y zonas como tarifa se han convertido en referente a nivel mundial en éste tipo de fuentes de energía.



Figura 83. Potencia eólica instalada en España. Fuente: Red eléctrica.

### 5.1. Producción energética de un parque eólico

Durante el día el sol calienta el aire que está sobre la tierra más que el que está sobre el mar. El aire se expande que hace que disminuya su densidad y se eleva, disminuyendo así la presión sobre el terreno y haciendo que el viento sople desde el mar hacia las costas. La rotación terrestre y la diferencia de temperatura producen que el viento varíe su velocidad. Cerca del suelo, la velocidad es más baja, pero aumenta rápidamente con la altura. Cuanto más accidentada sea la superficie del terreno, más frenará éste al viento.

Los aerogeneradores aprovechan la velocidad del viento y la transforman en energía eléctrica.

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3$$

Esa potencia depende de la velocidad del viento, el área formada por las palas y la densidad del aire.

El viento incide sobre las palas del aerogenerador y lo hace girar, este movimiento de rotación se transmite al generador a través de un sistema multiplicador de velocidad. El generador producirá corriente eléctrica que se deriva hasta las líneas de transporte.

Como su materia prima es el viento, estudiaremos el mapa de vientos de España:

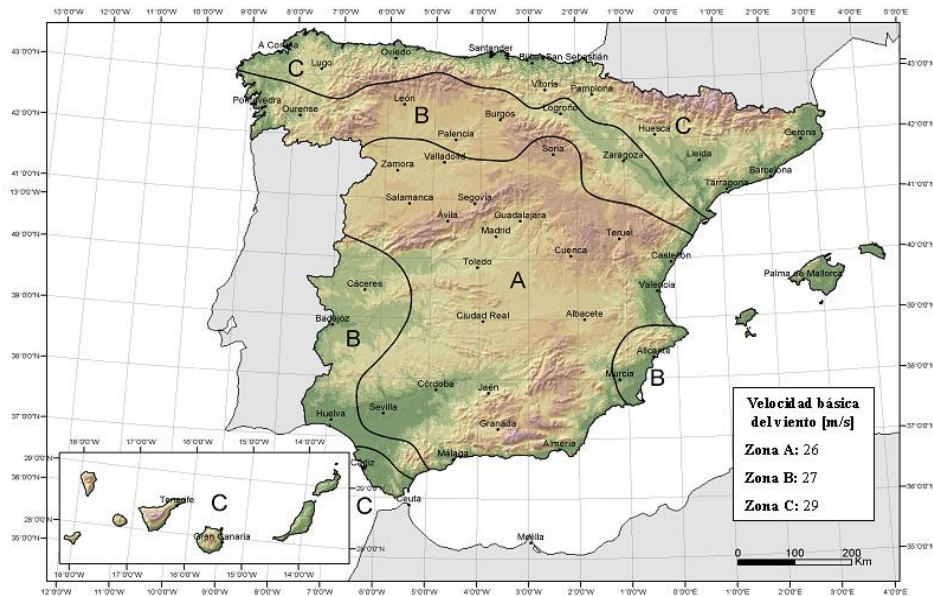
Figura D.1 Valor básico de la velocidad del viento,  $v_b$ 

Figura 84. Mapa de vientos medios en España. Fuente: mapa de vientos del CTE.

#### Posibilidades medias de aprovechamiento de la energía eólica

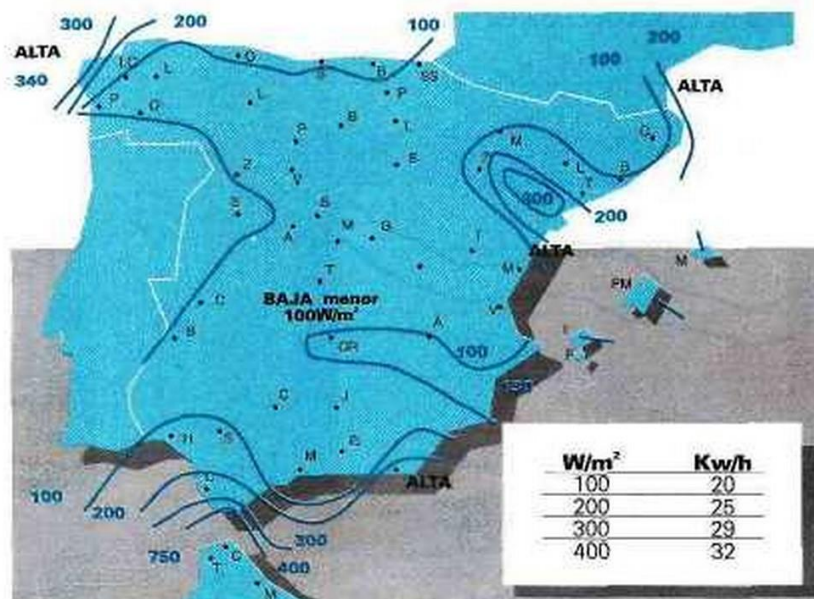


Figura 85. Aprovechamiento del viento en España. Fuente: Asociación para el desarrollo de la energía solar y renovables en Andalucía.

Como se puede observar, son las zonas costeras donde más se puede aprovechar el viento, además de en las depresiones del Guadalquivir y del Ebro y en las llanuras de Castilla la Mancha, que ya en la edad media se usaban molinos de viento para moler el trigo. Aquellos tan famosos que luchaban contra D. Quijote de la Mancha como gigantes.

Lo más idóneo es instalar los parques eólicos en el mar, o en zonas donde no haya mucho terreno accidentado.

Como con la central hidráulica lo que se desea es aprovechar montañas o zonas de gran altura, parece contradictorio decir que se requiere lo contrario para los parques eólicos. Pero pensándolo bien, se

podrían instalar los aerogeneradores en la misma cota del depósito superior, a esa altura, y en la parte más alta de la montaña, el viento tendrá la suficiente velocidad y constancia como para poder tener un buen rendimiento de aprovechamiento.

Observando el mapa de vientos es lógico pensar dónde se encuentran los mayores parques eólicos en España:



Figura 86. Mapa de parques eólicos en España. Fuente: AEE

Además del aprovechamiento del viento, otra variable que fomentan la instalación de los aerogeneradores en una localización u otra, es la accesibilidad a la zona de construcción, ya que para la instalación de los aerogeneradores, las palas y demás elementos ya vienen fabricadas para el montaje y son piezas de gran tonelaje y necesitan grandes camiones y grúas especiales para montarlas.



Figura 87. Montaje de una pala de un aerogenerador. Fuente: Revista eólica y del vehículo eléctrico.



## 5.2. Tipología de aerogeneradores

Los aerogeneradores se distinguen principalmente según el aprovechamiento del viento:

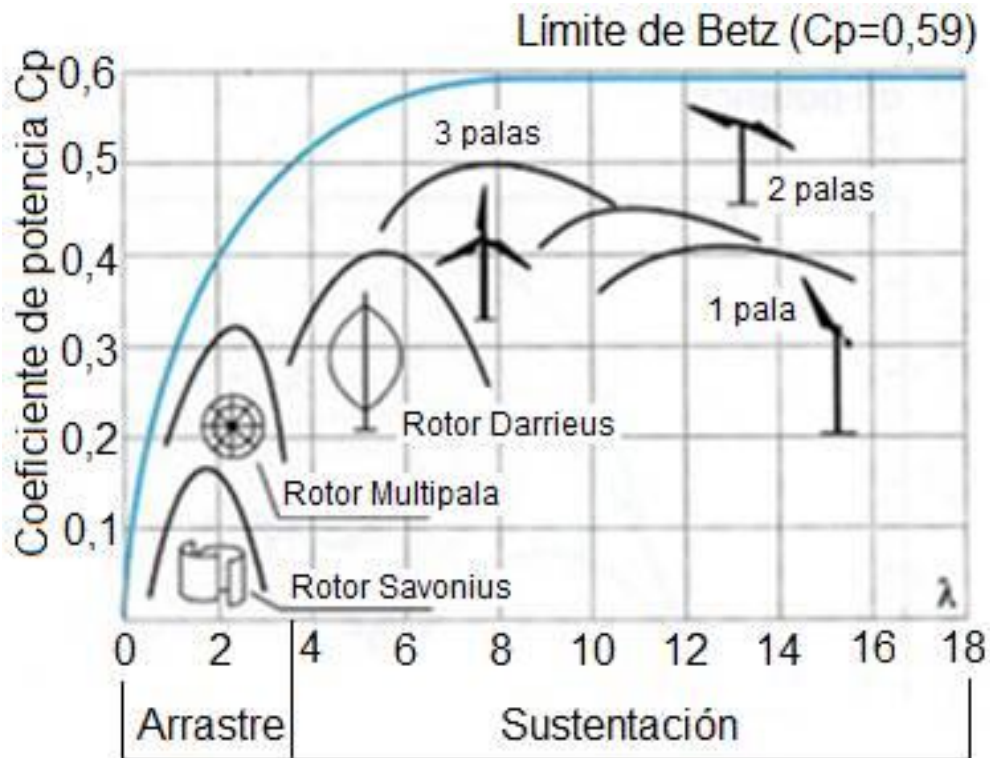


Figura 88. Tipología de aerogeneradores. Fuente: Diseño aerodinámico aerogeneradores.

Como se puede observar, se dividen en dos grandes grupos, los que funcionan por arrastre, que son de menor potencia y para velocidades de viento bajas. Y los que funcionan con sustentación, como si fueran las alas de un avión. Y estos se dividen en eje vertical (Rotor Darrieus) y de eje horizontal (los de palas).

Se tendrán en cuenta para este proyecto los más usados y los que ofrecen mayor potencia que son los de 3 palas (eje horizontal).

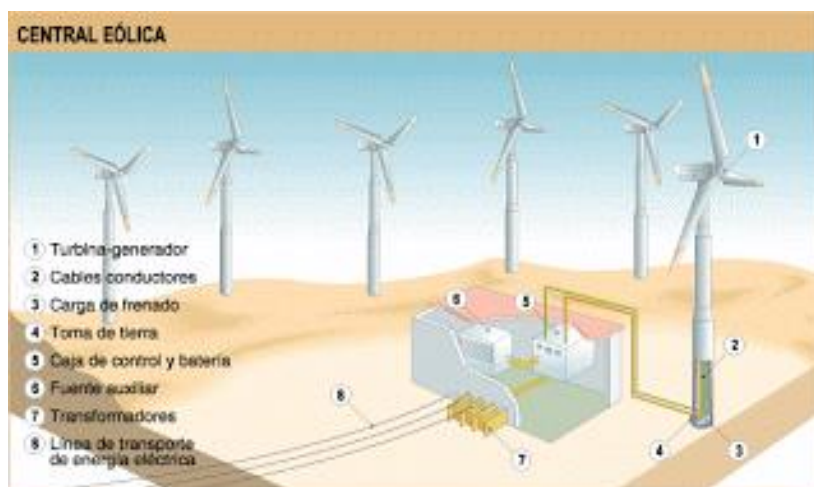


Figura 89. Central eólica de palas. Fuente: Centrales eólicas de España

En cada aerogenerador se encuentra en la góndola (donde se encuentra el eje de las palas) un multiplicador de velocidad, para pasar la velocidad a 1500 r.p.m., y un alternador, para generar la energía eléctrica. Con diferentes tipologías y formas de montaje según la empresa que los comercie.

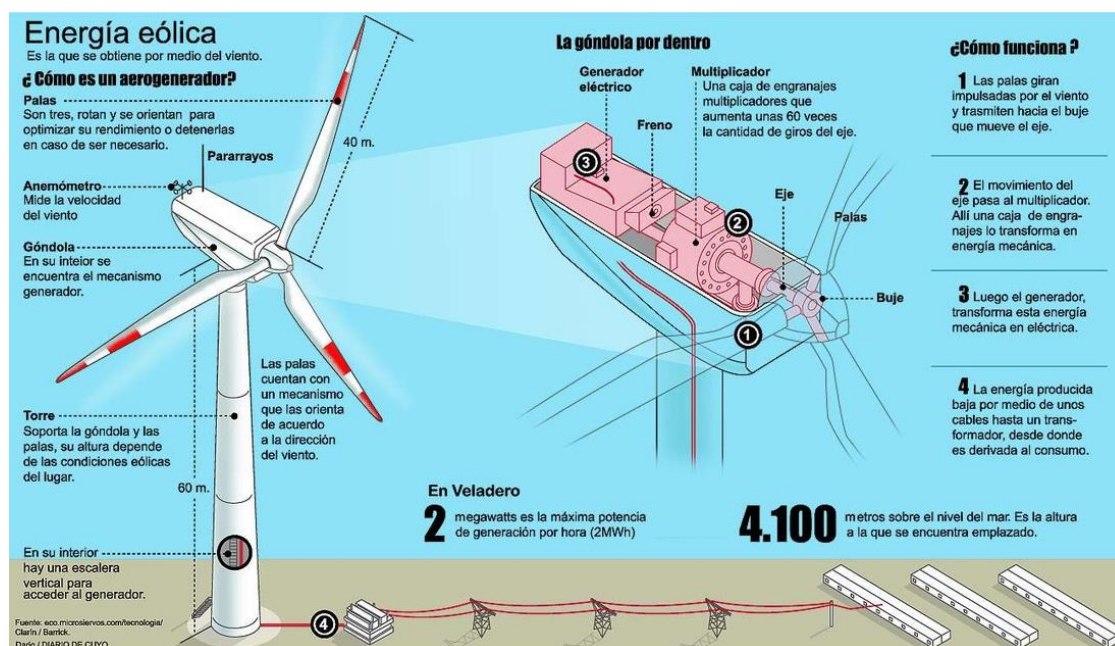


Figura 90. Interior de un aerogenerador. Fuente: Centrales eléctricas.

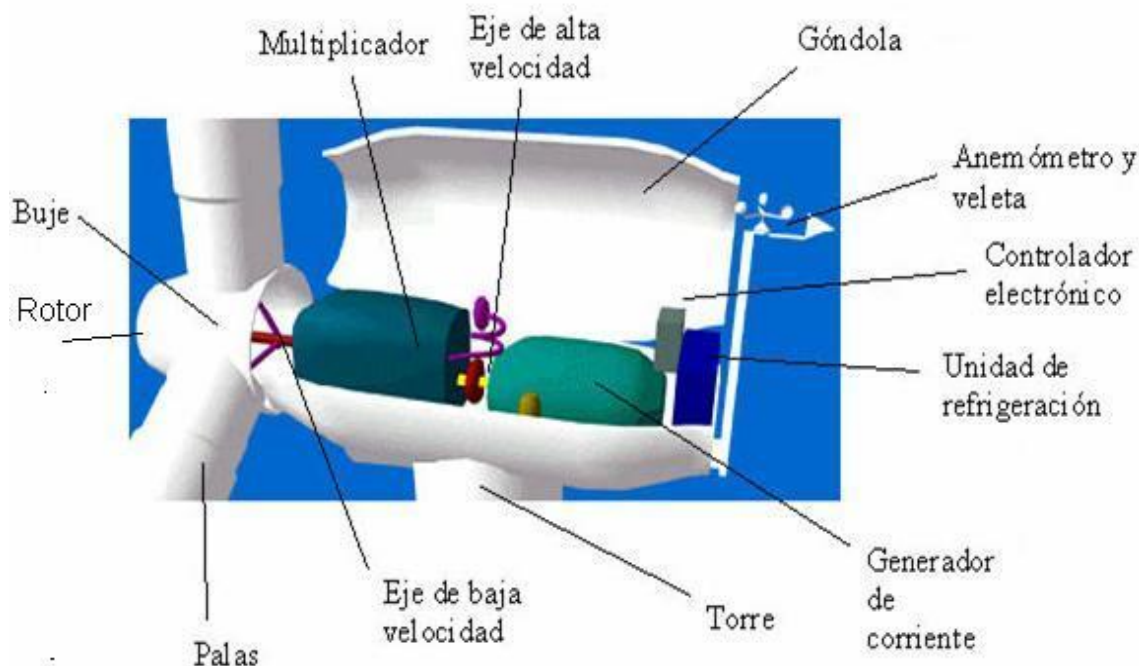


Figura 91. Componentes de un aerogenerador. Fuente: Esquema de un aerogenerador.

Además, se hace distinción entre los aerogeneradores instalados en el mar e instalados en la tierra, porque las cargas a las que están sometidos son diferentes y afectará en gran medida a la cimentación de cada aerogenerador:



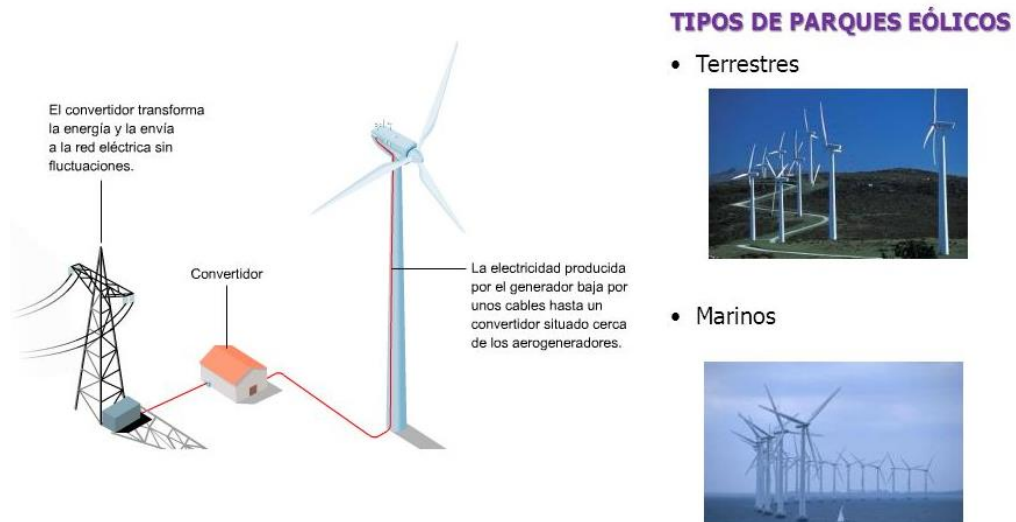


Figura 92. Tipos de parques eólicos. Fuente: Revista eólica y del vehículo eléctrico.



Figura 93. Parque eólico marino. Fuente: Revista eólica y del vehículo eléctrico.

Los tipos de cimentación se pueden observar bien en la siguiente imagen, ya que existe cimentación por pilotes, por zapatas, con tirantes y con flotadores especiales.

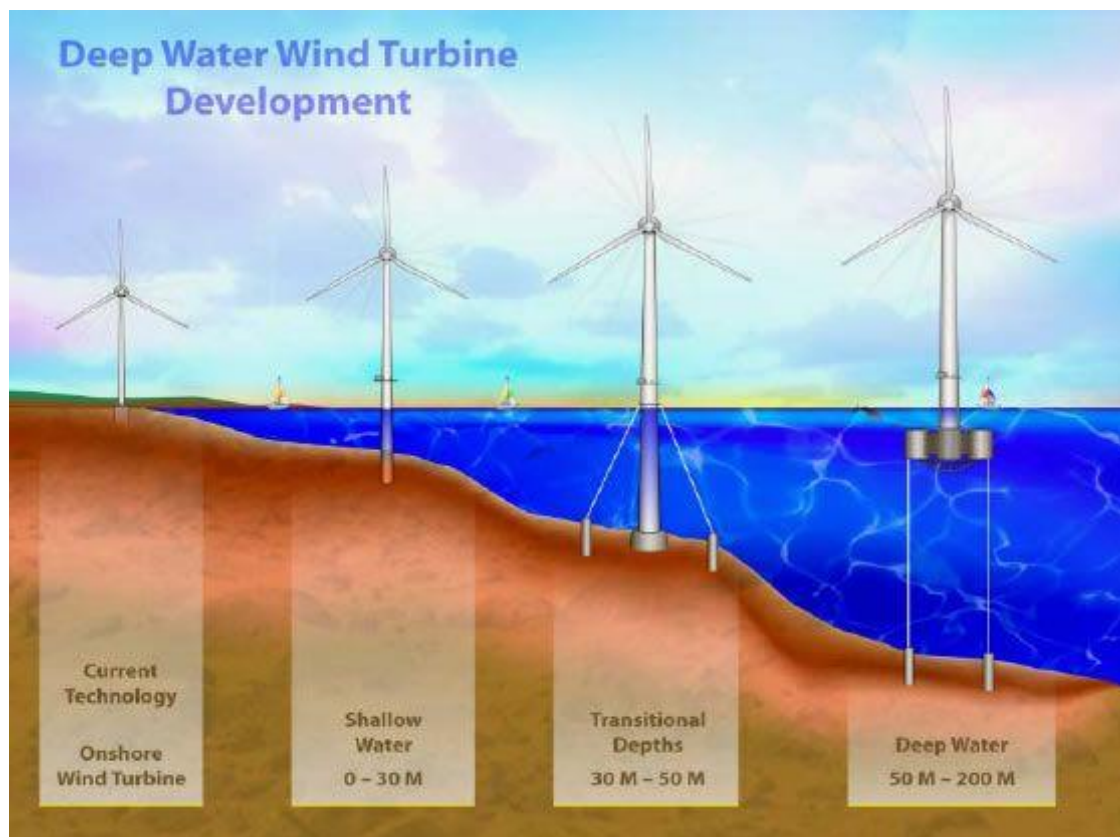
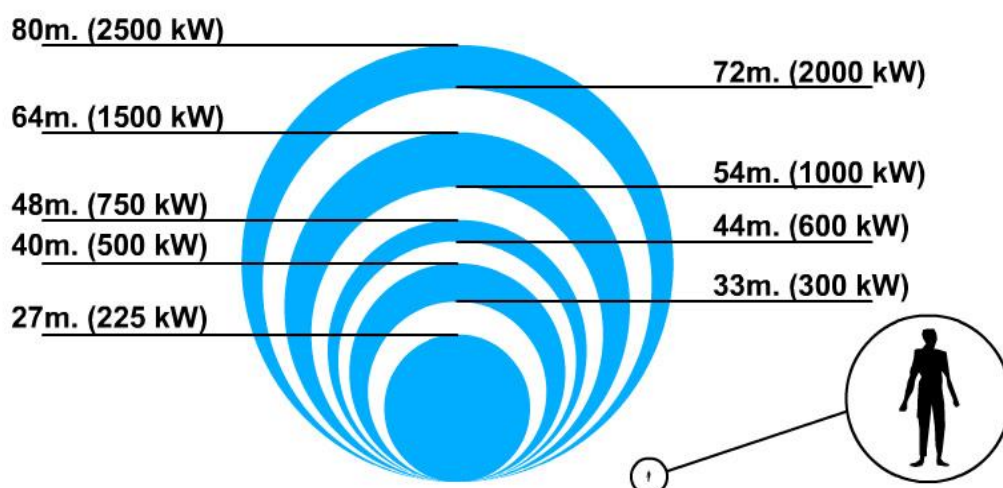


Figura 94. Tipos de cimentación para cada tipo de aerogenerador. Fuente: Revista eólica y del vehículo eléctrico.

Referente a la potencia, se observa que para la misma velocidad de viento y para la misma sustentación de pala, la única manera de obtener mayor potencia es aumentando el área o diámetro del aerogenerador, que equivale a decir aumentar la longitud de pala.

Esto conlleva mayor potencia específica por aerogenerador, pero aumentando los costes, ya que es más cara la instalación. Porque requerirá mejores propiedades constructivas (de mayor calidad) y cimentaciones más importantes.

Hoy día los aerogeneradores pueden llegar a potencias de 5 MW por aerogenerador con diámetro de 125 m y en 2020 se quiere alcanzar los 20 MW con diámetros de 250 m. Como es lógico, al aumentar el diámetro de funcionamiento del aerogenerador, será necesario aumentar la altura de la góndola proporcionalmente, para seguir cumpliendo las restricciones técnicas.



\* Los metros corresponden a las longitudes de diámetro correspondientes a las palas

Figura 95. Tipología de aerogeneradores construidos antes de 2005 en España. Fuente: Revista eólica y del vehículo eléctrico.

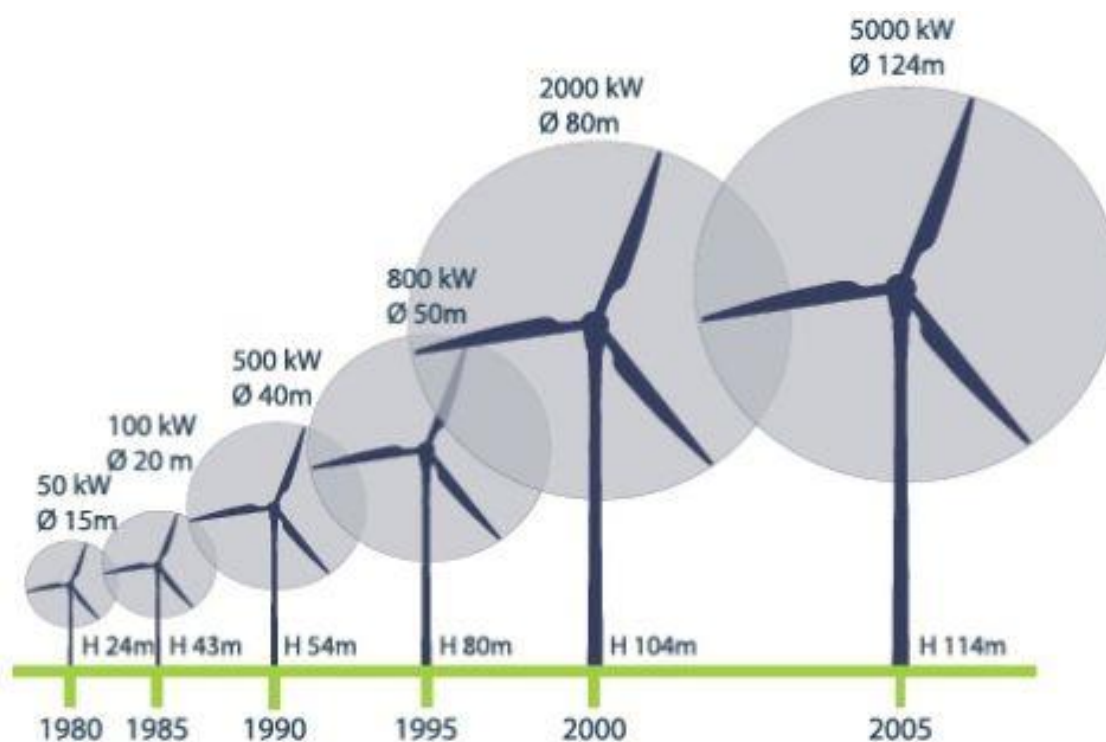


Figura 96. Aerogeneradores que se usan actualmente en España. Fuente: Revista eólica y del vehículo eléctrico.

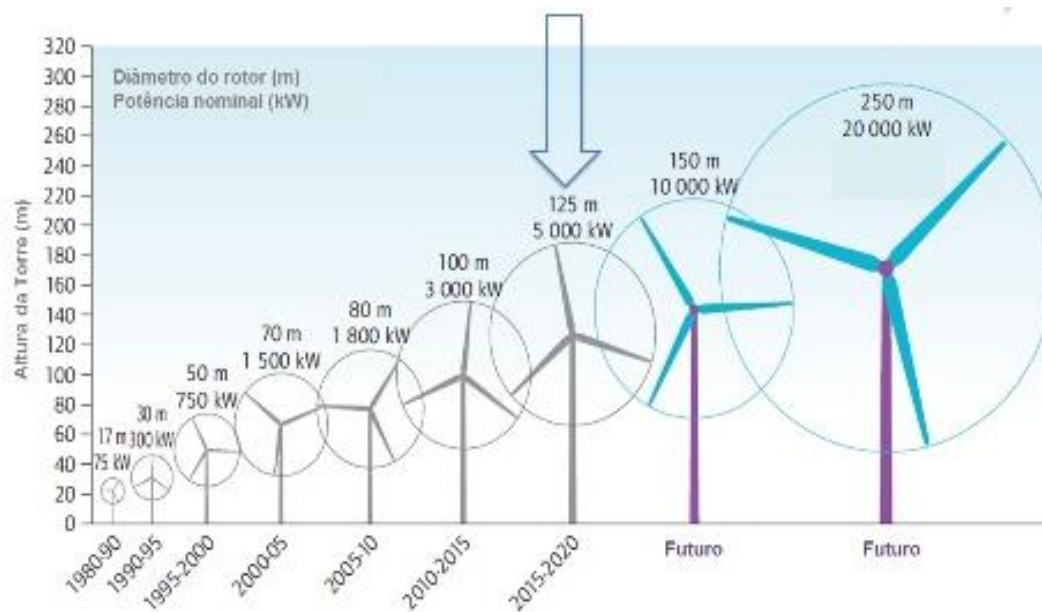


Figura 97. Evolución de los aerogeneradores en los próximos años. Fuente: Revista eólica y del vehículo eléctrico.

Consecuentemente, la tipología que se usará en el proyecto serán aerogeneradores de eje horizontal de 3 palas, con un diámetro de 125 m y una altura de 130 m para ofrecer una potencia de 5 MW por aerogenerador.

## 6 HIBRIDACIÓN DE PLANTAS HIDRÁULICO-EÓLICAS

*“Dadme un punto de apoyo y moveré el mundo”.*

*- Arquímedes -*

Como todo proyecto debe partir de algún punto inicial, la hibridación de plantas hidráulico-eólicas se basa en plantas de pequeña potencia que se encuentran en situaciones límite de suministro de energía. Sistemas aislados como islas o archipiélagos, que no pueden conectarse fácilmente a la red eléctrica continental.

Más concretamente este proyecto nace a partir del desarrollo de una central hidroeólica en la isla del Hierro (Islas Canarias).

Mi propuesta consiste en basarme en la ingeniería de esta planta de poca potencia y en un sistema aislado y desarrollar plantas de gran potencia y conectados a la red.

Por tanto, lo primero será definir el proyecto de la isla de Hierro.

### 6.1. Central de la isla de Hierro

La central bajo estudio se llama “Central hidroeólica de Gorona del Viento” inaugurada el 27 de Junio de 2014.

Cuenta con cinco grandes aerogeneradores y una central hidroeléctrica reversible, que incluye dos balsas, una red de tuberías, una serie de turbobombas y turbinas hidráulicas. Además la isla cuenta con una central diésel actuando como reserva.

El Hierro es la isla más occidental y meridional de las Islas Canarias (España). Pertenece a la provincia de Santa Cruz de Tenerife. Su capital es Valverde. Además, cuenta con otros dos municipios: La Frontera y el Pinar.

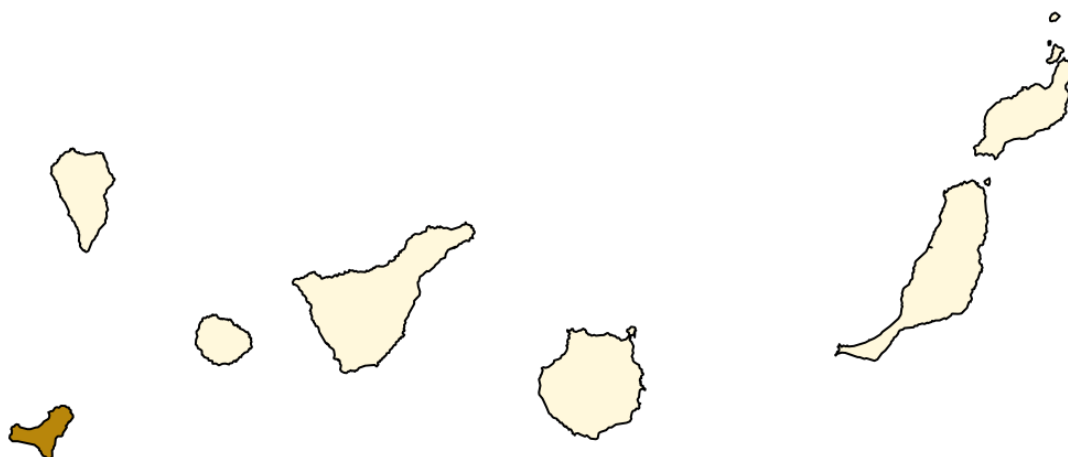


Figura 98. Localización Isla de El Hierro. Fuente: Propia.



Figura 99. Isla del Hierro. Fuente: Google Earth

Según los últimos datos hay una población de unos 10.960 habitantes en toda la isla. Según el Instituto Canario de Estadística.

Cuando se diseñó la planta usó datos del 2010 cuyo censo era:

Valverde: 5.035 habitantes.

La Frontera: 4.124 habitantes.

El Pinar de El Hierro: 1.801 habitantes.

Con una superficie de 278 km<sup>2</sup>

Con respecto a la población total de las Canarias, el porcentaje demográfico que representa la isla del Hierro a las demás es un 0,5%.

En el año 2005 (previo a la central) la demanda fue de 35 GWh. La potencia eléctrica instalada, es la central diésel, que cuenta con una potencia instalada de 11,36 MW.

La previsión estimada por la planificación energética de Canarias PECAN para el año 2015 de la demanda eléctrica es de 48 GWh/año. Aun así, se ha dimensionado la central con la previsión prevista para el año 2030, ya que los depósitos no se pueden ampliar. Que se ha estimado un crecimiento de la demanda por año de un 4% (un 8% desde el 2005 hasta 3-5 años y 4% en adelante).

La central de bombeo cuenta con dos depósitos, uno inferior con capacidad de 150.000 m<sup>3</sup> y otro superior, aprovechando el cráter de “La Caldera” con una capacidad de 380.000 m<sup>3</sup>.





Figura 100. Depósito inferior Gorona del Viento. Fuente: Proyecto innovador de la Isla del Hierro.



Figura 101. Depósito superior Gorona del Viento. Fuente: Proyecto innovador de la Isla del Hierro.

Conducción de impulsión de 3015 m de 0,8 m de diámetro, conducción de turbinación de 2.350 m de 1 m de diámetro y conducción de aspiración de 188 m de 1 m de diámetro.



Figura 102. Vista tubería forzada y parque eólico Central hidroecólica de Gorona del Viento. Fuente: Proyecto innovador de la Isla del Hierro.

- **Central de bombeo:** Constituida por 2 grupos bomba de 1500 kW (1,5 MW) y 6 grupos bomba de 500 kW. Forman una potencia total de bombeo de 6 MW. Con variadores de 1500/500 kW.
- **Central de turbinación:** constituida por 4 grupos de 2.830 kW de potencia cada uno. Potencia total de 11,32 MW. Con un caudal máximo de generación de 2,0 m<sup>3</sup>/s, con un salto bruto de 655 m.
- **Parque eólico:** formado por un conjunto de 5 aerogeneradores (Enercon E-70) de 2,3 MW de potencia cada uno. Formando una potencia total de 11,5 MW.





Figura 103. Parque eólico de Gorona del Viento. Fuente: Proyecto innovador de la Isla del Hierro.

- **Subestación eléctrica de interconexión entre central hidráulica, central de bombeo y parque eólico:** Se sitúa en una zona anexa a la subestación de Llanos Blancos, de doble embarrado y doble interruptor y punto de enganche en la subestación Llanos Blancos.

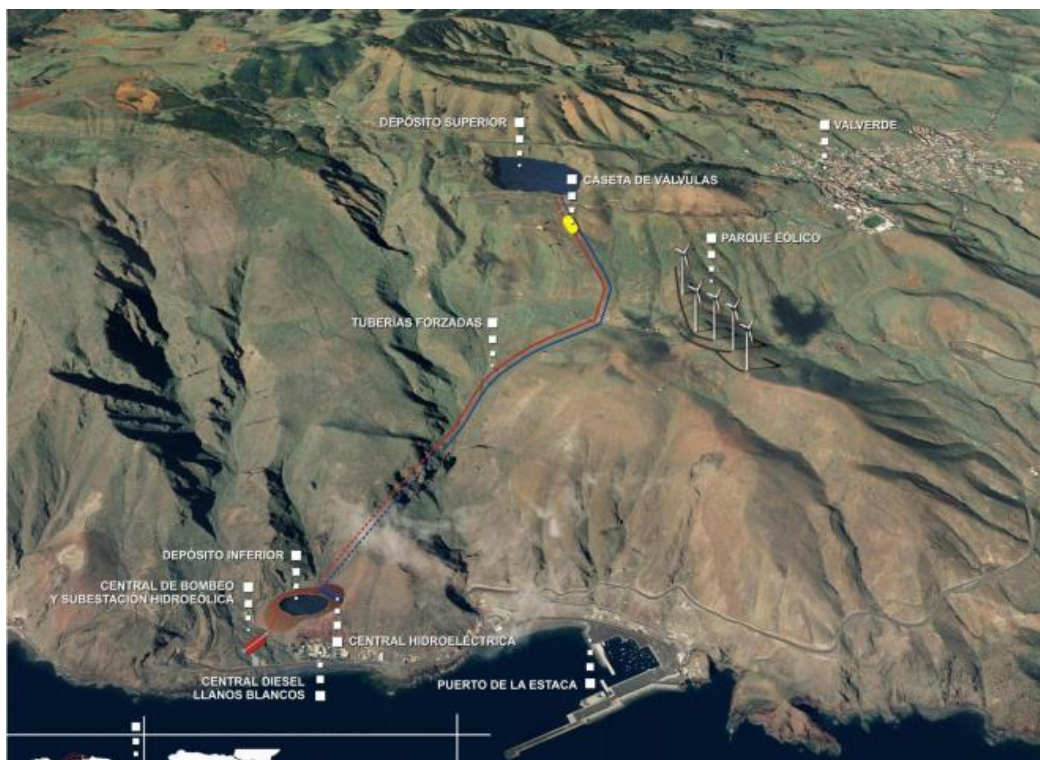


Figura 104. Esquema central Isla del Hierro. Fuente: Proyectos en Gorona del Viento.

Respecto a la central diésel auxiliar de apoyo dispone de una potencia instalada de 11,36MW.

Lo que más potencia eléctrica consume son las desaladoras de la isla que proporcionan agua potable

a sus habitantes. Usando reacción de electrolisis convierten el agua salada del Océano Atlántico en agua dulce. Y ésta reacción consume mucha energía eléctrica.

La isla del Hierro dispone de tres desaladoras, en El Tamaduste, El Golfo y la Restinga. Y otra asociada a este proyecto.

La capacidad de producción de la planta desaladora de “El Tamaduste” es de 600 m<sup>3</sup> al día (219,000 m<sup>3</sup>/año) aunque su producción media anual es de 175.000 m<sup>3</sup>/año. Con un consumo eléctrico de 1.025 MWh.

La capacidad de producción de la planta desaladora de “El Golfo” es de 2.000 m<sup>3</sup> al día.

La capacidad de producción de la planta desaladora de “La Restinga” es de 1.000 m<sup>3</sup> al día.

Con esta propuesta, además del suministro eléctrico, se evitará la emisión a la atmósfera de 18.700 toneladas al año de CO<sub>2</sub>. Además de evitar el consumo anual de 6.000 toneladas de diésel, provocando un ahorro de más de 1,8 millones de euros anuales.

Además también se evitarían unas 400 toneladas/año de NO<sub>x</sub>.

El proyecto supuso una inversión de 54,3 millones de euros, de los que 35 millones los subvencionó el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.



Figura 105. Construcción del depósito superior aprovechando el cráter inactivo de “La Caldera”. Fuente: Proyecto Central Hidroeólica de Canarias.

## 6.2. Propuesta de almacenamiento de energía

Conociendo el proyecto de la isla del Hierro lo que se pretende es usar este mismo concepto y llevarlo a otras condiciones. Usar potencias mucho mayores, tanto en el parque eólico como en la central de bombeo y además que se encuentren en un sistema dinámico como es la red eléctrica y no en un sistema aislado.

Consecuentemente estas premisas nos ponen dos grandes restricciones, la primera es que a mayor potencia necesitaremos un parque eólico mucho más grande y unos depósitos superiores e inferiores de la central de bombeo de mayor volumen para que siga siendo igual de efectivo que con las de menor potencia, además de contar con una turbina y bomba mucho mayores. Consecuentemente esto

conlleva a que la inversión sea mucho mayor. La segunda premisa nos obliga por el hecho de estar conectados a la red eléctrica unas restricciones técnicas a cumplir, principalmente en frecuencia.

Para el primer caso, lo que más peso económico tiene en la inversión es la central de bombeo, ya que depende en su mayoría de lo montañoso que sea el terreno, porque necesita una zona elevada. Y la construcción de los depósitos conlleva una obra civil de gran coste. Por tanto, la primera solución que se propone es usar una central de bombeo de potencia media ya construida y en uso. Y construirle un parque eólico al lado de la misma potencia para conectionarla y que funcione como una sola central.

Por tanto, aunque lo más idóneo sería diseñar una planta completa y desde el inicio. Se va a adaptar una de bombeo a una híbrida para que los costes sean lo mínimo posible. Y se juegue con el parque eólico para sacar el máximo rendimiento posible.

Aun así, se mostrará a continuación las diferentes tipologías para poder desarrollar una central híbrida eólico-hidráulica, para que se pueda adaptar a todo tipo de circunstancias:

Las variables globales que afectan a la gestión de este tipo de centrales son 2:

→El viento en la central eólica.

→La demanda de la red.

Según estas variables y la tipología se gestiona de una manera u otra:

- **Central tipo I:**

Si la central de bombeo tiene una única máquina turbina-bomba (turbina reversible), tendrá que usar esta tipología. Además permite usar central eólica o central de bombeo independientemente. O incluso suministrar a la vez a la red en caso de necesidad. Por tanto, es una central más flexible vista desde la red.

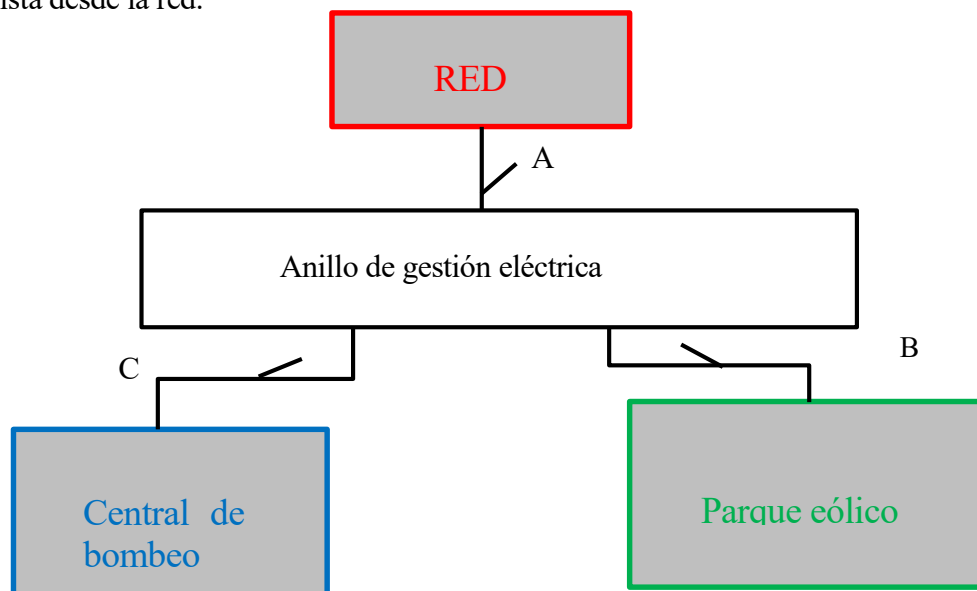


Figura 106. Diagrama conceptual de Central del tipo I. Fuente: Propia.

El anillo de gestión eléctrica no es más que una subestación eléctrica de maniobra que conectiona los tres elementos y que se puede modelar como un anillo con 3 interruptores.

Por un lado se dispone de la previsión de la demanda de la red y por otro el mapa de vientos, que a su vez produce una generación eléctrica del parque eólico que es proporcional.

Para que la gestión sea eficiente se produce la siguiente casuística:

**Caso 1: Hay demanda y hay viento:**



Interruptores A y B abiertos e interruptor C cerrado → La central trabaja como una central eólica.

*Subcaso 1:* Aunque cabe la posibilidad de si el nivel del depósito superior es muy bajo y se estima que hará falta generación pero no habrá viento suficiente cerrar C para bombear agua hasta un cierto nivel.

**Caso 2: Hay demanda pero no hay viento suficiente:**

En este caso, B abierto y A y C cerrados → La central trabaja como central hidráulica con las turbinas bajando agua del depósito superior al inferior. Habrá una cierta autonomía que depende del volumen de los depósitos. La idea es hacer un estudio de vientos que de un margen medio de horas por falta de vientos anuales y así estimar un volumen de depósitos aproximado.

**Caso 3: poca demanda y mucho viento:**

En este caso A abierto y B y C cerrados → la central trabaja de forma conjunta como una central de almacenamiento de energía renovable y la central hidráulica como bombeo.

- **Central tipo II:**

En este caso, la central de bombeo tiene una sala de turbinas y una sala de bombeo independientes. Ya no dispondrá de máquinas híbridas bomba-turbina. Y la central de bombeo y el parque eólico trabajan en modo tándem, siendo la central de bombeo el reservorio de energía del parque eólico y la que se une a la red eléctrica.

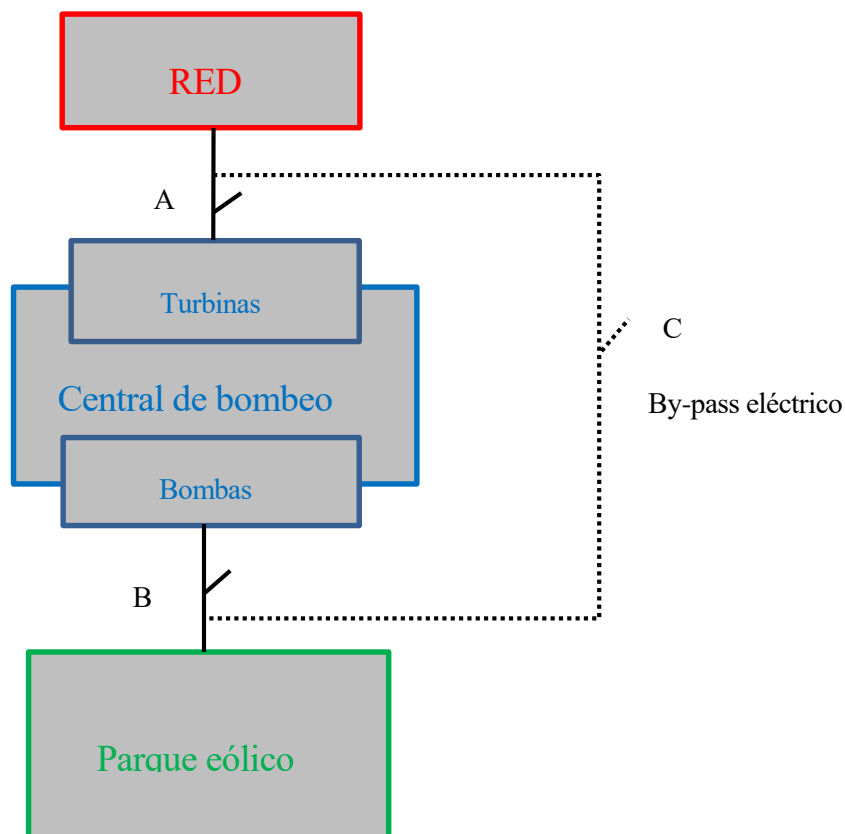


Figura 107. Diagrama conceptual de Central de tipo II. Fuente: Propia.

Esta tipología de central, son las turbinas de la central de bombeo las que están conectadas a la red eléctrica y las bombas están conectadas al parque eólico. Por seguridad o falla del sistema, se instala un circuito by-pass eléctrico para conectar el parque eólico a la red. También si se requiere una parada de la central de bombeo por motivos de mantenimiento existe la opción de que el parque suministre a la red independientemente, para evitar paradas de suministro eléctrico a la red.



Con esta tipología, las variables viento y demanda son independientes, ya que el parque eólico se encarga de suministrar agua del depósito inferior al superior. Y con la central de turbinas suministrar energía a la red. De manera que con el stock de volúmenes está siempre suministrando a la red.

Los volúmenes habrá que diseñarlos con un estudio de vientos y ver cuantas horas al año son poco energéticas y estudiar el volumen más óptimo para cada caso.

Para ambas tipologías se tienen dos grandes problemas:

El primer gran problema son los picos de tensión y a su vez de frecuencia que se producen en el sistema, como están conectadas entre sí, estos picos de frecuencia producidos por el parque eólico podrían dañar a las bombas de la central de bombeo o producir inestabilidad para entrar en la red y no cumplir las restricciones de frecuencia. Para ello la mejor solución es instalar entre la conexión bomba-parque eólico unos volantes de inercia que absorban esas inestabilidades y ayuden a evitar fallos en el arranque de la bomba de la central de bombeo y a cumplir con restricciones de red eléctrica. E incluso también un volante con la propia red. Por ello una solución óptima podría ser instalar volantes de inercia en la sala de transformación del propio parque eólico para evitar estos fallos. En sí, los volantes de inercia tienen capacidad de almacenamiento, por lo que serán de ayuda para la gestión de la planta híbrida.

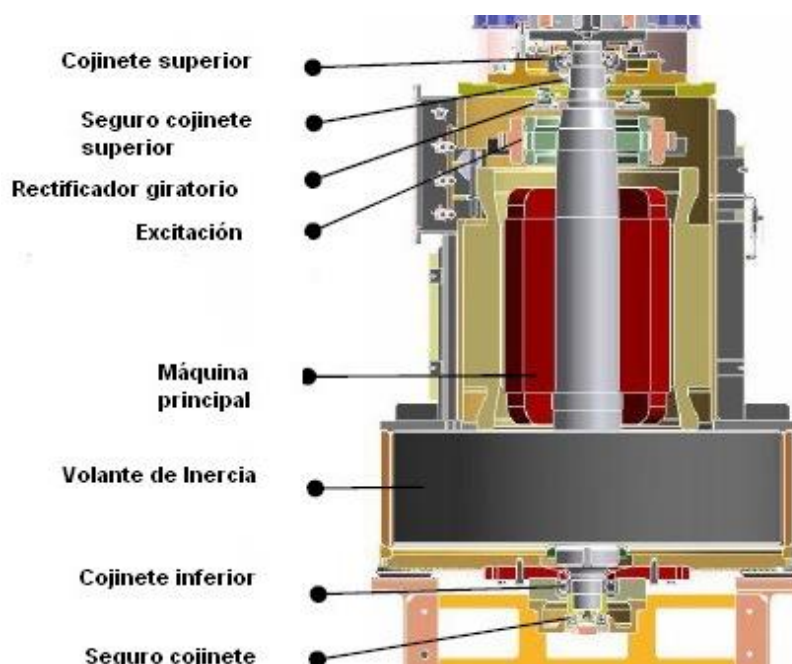


Figura 108. Volante de inercia. Fuente: Volante de inercia para energías renovables (REE).

El segundo gran problema, es que para los rangos de potencia con los que queremos trabajar, harán falta multitud de aerogeneradores para igualar la potencia de la central de bombeo, haciendo falta una gran superficie para su instalación, que en algunos casos será inviable. A consecuencia de ello, se ha pensado en la siguiente solución técnica:

Como el depósito superior estará normalmente a gran altura y en lo alto de montañas, será una localización óptima donde haya más viento y como los aerogeneradores se pueden construir en el mar, no hay ningún problema en poder construirse en los mismos depósitos superiores de la propia central, ahorrando espacio para el parque eólico y además, al no haber mareas u corrientes más allá de la producida por la subida o bajada del agua de un depósito a otro, su cimentación no será tan crítica como en los mares. Solo habría que tener en cuenta de no producir filtraciones de agua para que no se pierda los metros cúbicos acumulados. Se podría hacer forrando la base del aerogenerador y el suelo del depósito con materiales impermeables. E incluso en algunos casos también se podrían

instalar en el depósito inferior si el estudio de vientos fuera óptimo, todo dependerá de la localización y de cada caso.



Figura 109. Instalación de aerogeneradores en lagos y en tierra. Fuente: Westermeerwind.



Figura 110. Aislamiento en la central de bombeo Isla de hierro y donde se podrían instalar aerogeneradores. Fuente: El hierro, la isla renovable.

Conociendo todos estos datos, se hará el estudio de una posible planta híbrida con datos reales usando una central de bombeo ya instalada y adaptándola para que funciones como una central de bombeo-eólica.

La central de bombeo más cercana a Sevilla es la central de bombeo de Guillena y como es la central de bombeo que más datos se dispone, se tomará como referencia para el prototipo. Consecuentemente, se desarrollaran a continuación todos los datos de la central para su estudio y adaptación de la misma.

## 7 CENTRAL DE BOMBEO DE GUILLENA

*“El secreto de mi éxito fue rodearme de mejores personas que yo”.*

*- A. Corneige -*

**E**l origen de las centrales hidroeléctricas va unido históricamente a los inicios de la industria eléctrica en España, en el s. XIX.

Guillena es, junto con Tajo de la Encantada, una de las dos centrales de bombeo de Andalucía. Se encuentra en la zona norte de la provincia de Sevilla a solo 45 km de la capital y cuenta con una potencia nominal de 210 MW, es la segunda en potencia instalada en Andalucía.

### 7.1. Introducción histórica

La central de Guillena entra en servicio en el año 1974 por la compañía Sevillana de Electricidad. Aunque su potencia nominal es de 210 MW, el año de su puesta en servicio, hacía falta tanta cantidad de energía que se puso en servicio por grupos. Fue la primera central de bombeo puro que se construyó en España.

Las centrales de bombeo en principio se construyeron para que utilizasen la energía sobrante en las horas valle de las centrales nucleares, su función era de centrales de respaldo y gestión, por lo que se empezaron a construir en paralelo con las centrales nucleares que se iban construyendo en España.

En el caso de la central de Guillena se construyó como apoyo a la central nuclear de Almaraz (Cáceres) que se puso en servicio el 1 de mayo de 1981, aunque su construcción empezó en el año 1973. Y como curiosidad, la central de Tajo de la Encantada se construyó para respaldar la central nuclear de Valdecaballeros (Badajoz) que inició sus obras en 1975 pero que por causas políticas no llegó a ponerse en funcionamiento.



Figura 111. Central Nuclear de Almaraz (Cáceres). Fuente: El periódico Extremadura.

La central de Guillena fue la primera central de bombeo puro que se construyó en España, pues el depósito superior no fue sino una excavación que se hizo en la cima de un montículo con una

capacidad de unos 2,5 Hm<sup>3</sup>. Mientras que el depósito inferior lo constituye el río Ribera de Huelva, con unas compuertas situadas aguas abajo de la central para su explotación.

Con el tiempo, como el rendimiento total de la central de bombeo es del 0,73 (73%), el negocio de comprar energía a un precio bajo (horas valle) y venderlo a las horas punta les salió rentable y por tanto empezó a tener mayor dependencia en un país que cada vez contaba con mayor potencia instalada y la demanda crecía con la tecnología y la mejora de la calidad de vida de la población. La evolución de la retribución de la energía mediante “Pull” ha hecho que sean rentables.

Una característica de las mismas es que son de lo más ecológicas puesto que prácticamente no consumen agua, (salvo por pequeñas fugas y la evaporación). Puesto que su función es la de bombear o turbinar agua de un depósito a otro.

Se puede decir que con un mantenimiento adecuado, habiendo pasado ya el ecuador de los cuarenta y tres años, la central está como nueva iniciando un ciclo moderno.

Habiendo sufrido la central dos incendios y una inundación, la central se ha ido modernizando a lo largo de los años, cambiando sus transformadores por otros más eficientes, cuidando mucho los alternadores y rodets y con un cambio de una de sus válvulas esféricas por otra de menor peso y mejor rendimiento.



Figura 112. Central de Guillena en su inauguración. Fuente: Sevillana de Electricidad.





Figura 113. Vista de la central de Guillena actualmente. Fuente: Endesa.

## 7.2. Características principales de la central

La central de Guillena cuenta con una capacidad máxima de  $5,35 \text{ Hm}^3$  aunque su capacidad útil es de unos  $2,88 \text{ Hm}^3$  con una altura sobre cimientos de  $25,5 \text{ m}$  y sobre el cauce de  $23 \text{ m}$ .

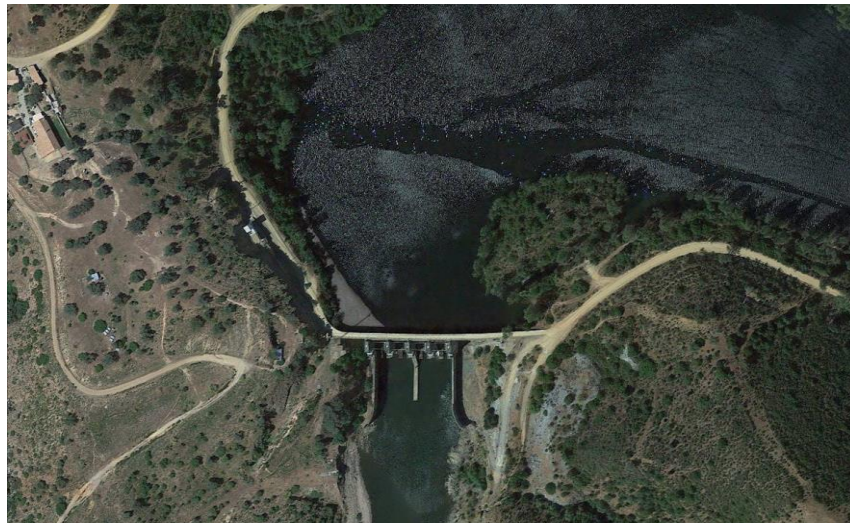


Figura 114. Depósito inferior de Guillena. Fuente: Endesa.





Figura 115. Depósito superior de Guillena. Fuente: Endesa.

La central cuenta con tres grupos de generación, que cada uno se compone por un rodete francis de eje vertical conectado a un alternador con un poney de lanzamiento para funcionamiento en bomba.



Figura 116. Los tres grupos de generación y bombeo de la central de Guillena. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

Cada grupo trabaja de forma independiente y tienen las siguientes especificaciones:

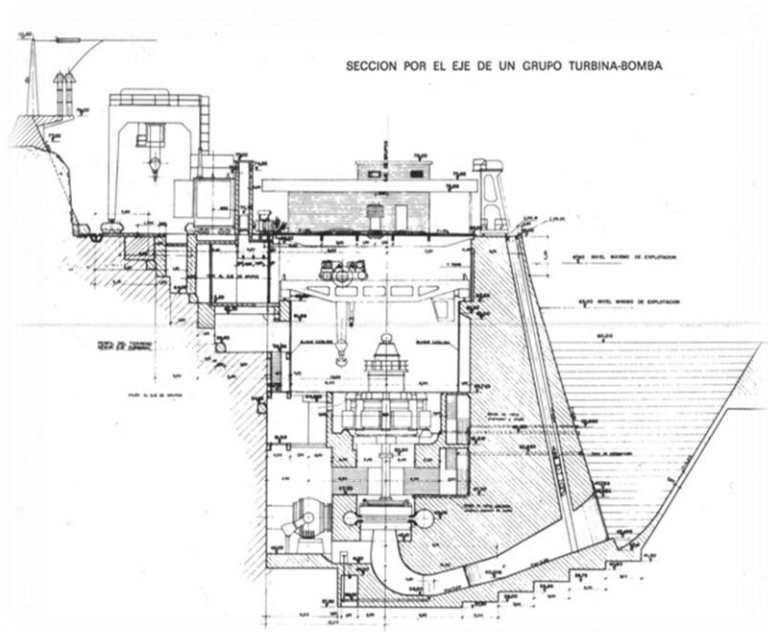


Figura 117. Sección de un grupo turbina-bomba Guillena. Fuente: Endesa.

Cada grupo cuenta con un rodete Francis reversible turbina-bomba. Con las siguientes características:

Turbina		Bomba	
Salto	230 m	Salto	232,5 m
Potencia	71800 kW	Potencia	76200 kW
Caudal	34,4 m <sup>3</sup> /s	Caudal	30,4 m <sup>3</sup> /s
Velocidad	375 r.p.m.	Velocidad	375 r.p.m.

Tabla 1. Características técnicas de las turbina-bomba Guillena. Fuente: Central de Guillena.



Figura 118. Placa de características técnicas de la turbina. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

Cuyo eje se conecta al rotor de un alternador cuyas características son:

Alternador-motor		Excitatriz		Motor Asíncrono Trifásico (Poney)	
Potencia	87.500 kVA	Potencia	235 kW	Potencia	4.000 cv
Cos $\phi$	0,8 alternador 1 motor	-	-	Cos $\phi$	0,7
Tensión	13.800 V $\pm$ 7,5%	Tensión	235 V	Tensión (estrella)	13.800 V
Intensidad	3660 A	Intensidad	1000 A	Intensidad	185 A
Frecuencia	50 Hz	-	-	Frecuencia	50 Hz
Velocidad	375/540 r.p.m.	Velocidad	375/540 r.p.m.	velocidad	424 r.p.m
Excitación	225 V 840 A	Excitación	No pendiente	Excitación (estrella)	1950 V 915 A

Tabla 2. Características técnicas del alternador-excitatriz-poney de Guillena. Fuente: Central de Guillena.



Figura 119 y 120. Placa de especificaciones técnicas del alternador, motor, poney y excitatriz. Fuente propia.  
Por último se encuentran los transformadores, con las siguientes características:



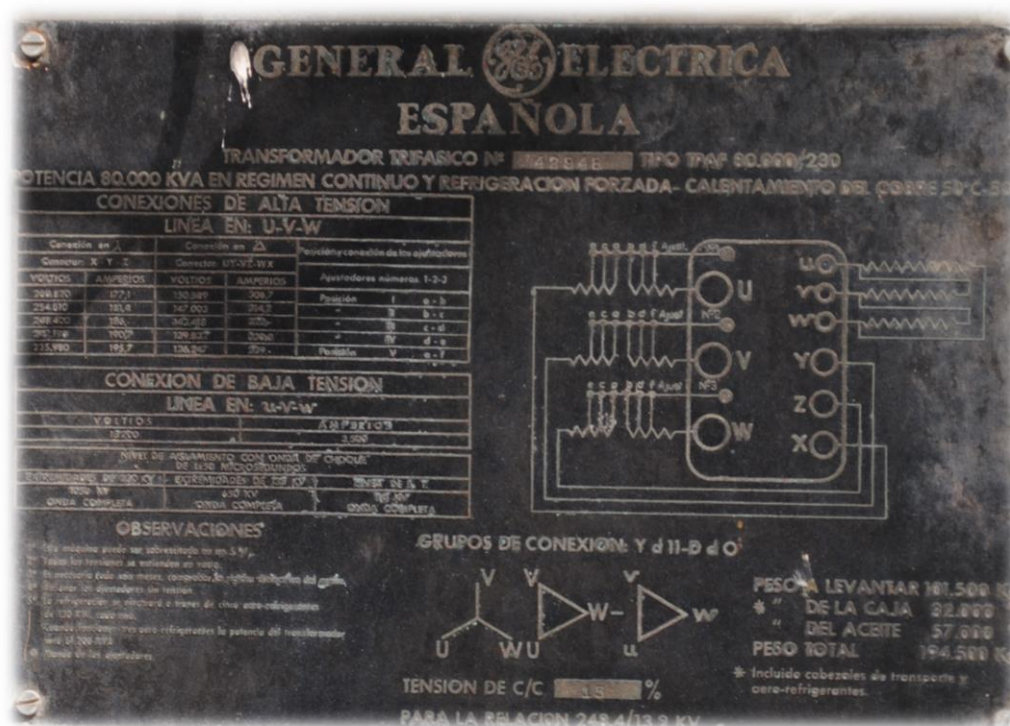


Figura 121. Placa de características técnicas del transformador del grupo I de Guillena. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

Básicamente adaptan la energía eléctrica de la central a la red y viceversa, para el caso de funcionamiento en bomba.

### 7.3. Funcionamiento diario de la central

La central se opera desde la central de Endesa en Madrid, que es la que gestiona todas las centrales de producción energética que tiene la empresa Endesa Generación.

En la propia central se encuentran los técnicos encargados del control, seguimiento y mantenimiento de la misma. Y son los responsables de mantener en buenas condiciones de operación de la instalación.

Desde Madrid se manda la orden de operación que va en función de la demanda energética del país, en general un día cualquiera en las horas valle son entre las 2:00-6:00 de la mañana y la central suele tener la orden de bombear agua desde el depósito inferior al superior.

Cuando se alcanza el límite de volumen bombeado (depósito superior lleno), o empieza a subir el precio de la energía, la central se para y se cierra la válvula esférica para almacenar el agua en el depósito superior.

Cuando se alcanzan las horas pico que suelen ser entre las 9:00-12:00 y sobre las 20:00-22:00 de la noche, la central abre la válvula esférica y el rodete se comporta como turbina generando electricidad a un precio más alto.

El margen de beneficio consistirá en la diferencia de precios entre horas valle y horas punta.

Existe una peculiaridad de este tipo de centrales y es que cuando se pone en modo bomba por inyección de aire a presión se genera una burbuja de aire en la cámara del rodete, provocando la disminución del par resistente que facilita el arranque del motor ya que el rodete estaba inundado. Además, el motor de lanzamiento (Poney) para que no produzca un desequilibrio en la red, tiene una resistencia líquida para adaptarla a la propia red.

Otra peculiaridad del arranque en bomba es que la válvula se abre con un by-pass para obtener un equilibrio de presiones y evitar problemas mecánicos por gradientes de presiones. Tal y como muestra la figura:

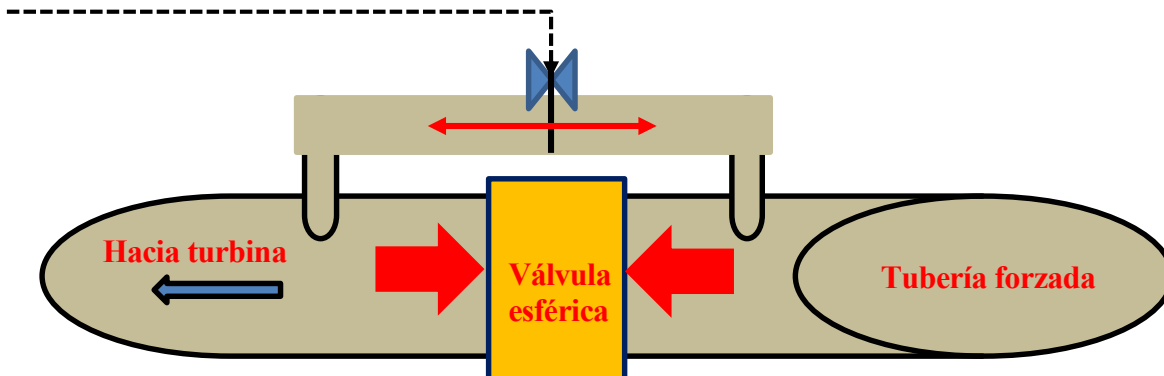
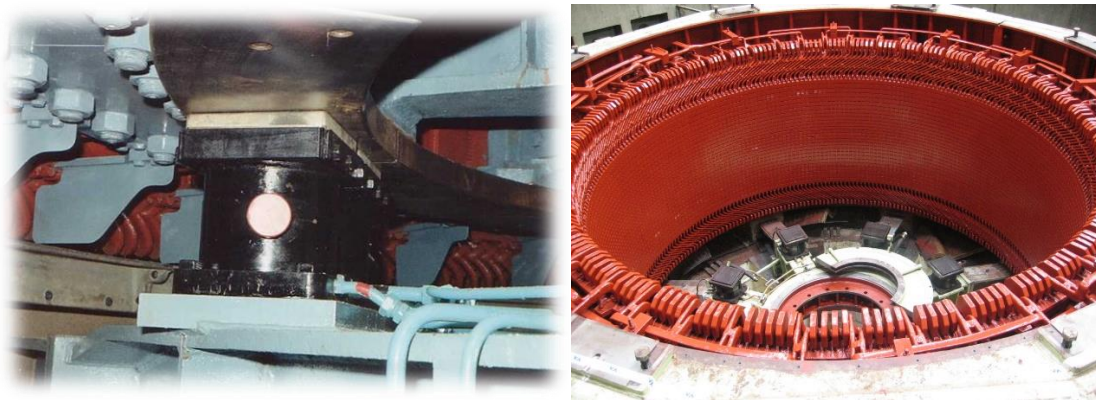


Figura 122. Esquema de by-pass válvula esférica para evitar gradiente de presiones. Fuente: propia.

Al ser una central hidráulica y no tener máquinas térmicas que dispongan de inercia térmica, el arranque, parada y cambio de estrategia es muy rápida, del orden de 3-4 min pone la energía en la red. Cuando se efectúe una parada de la máquina, se corta la alimentación del agua y ya es cuestión de que el rotor del alternador que dispone de una inercia mecánica sea capaz de reducir su velocidad hasta alcanzar el 20% de su velocidad nominal y los frenos hidráulicos lo frenen del todo (los frenos se accionan porque a esa velocidad se rompe la película de lubricación y deteriora la máquina). Esta característica lo hace ser una excelente central para adaptarse bien a todo tipo de demandas, ya que si la demanda tiene una pendiente muy alta las centrales térmicas tienen el problema de que tardan más en adaptarse a este tipo de curvas.



Figuras 123 y 124. Gatos de frenado del rotor del alternador. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

Referente al mantenimiento, hay que tener en cuenta dos puntos clave especiales que tiene este tipo de plantas para poder ser bien gestionadas. El primer punto es que hay que tener en cuenta que cuando funciona el alternador como tal tiene un sentido de giro contrario a cuando lo hace como motor. Por ello tanto el bobinado del estator como los polos del rotor se encuentran sometidos a esfuerzos alternativos que aumentan la “fatiga” del material. Será clave el mantenimiento para el buen funcionamiento de la central. El segundo punto importante se refiere a que como no es una central de producción continua, sino que funciona de manera discreta, además de las horas de funcionamiento de la máquina hay que tener en cuenta que también se produce envejecimiento debido a los arranques y paradas continuos que se producen cada día en la central. El envejecimiento se estudia no solo en función de las horas de funcionamiento, si no por los arranques y paradas habidos en ese intervalo.

Otro fallo importante que puede afectar al rodete de la turbina-bomba es la cavitación que es muy



peligroso porque dañaría mucho la máquina. Y suele producirse a la salida del rodete.



Figura 125. Fallo por cavitación. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

Referente a los transformadores, decir que a lo largo de los años se han ido reemplazando y mejorando.

A continuación se muestra una tabla con los datos más relevantes del funcionamiento de la planta, proveniente de los datos de la propia central de Guillena que tan amablemente me facilitaron y del que estoy muy agradecido para poder hacer el estudio de la central.

<b>Producción anual</b>	<b>72.000 MWh</b>
<b>Plantilla</b>	<b>8 personas (2 técnicos)</b>
<b>Tiempo inyección en red (parada→turbina)</b>	<b>3-4 min</b>
<b>Tiempo arranque de bomba (parada→bomba)</b>	<b>7-9 min</b>
<b>Tiempo de turbina→bomba</b>	<b>10-12 min</b>
<b>Rendimiento turbina</b>	<b>74%</b>
<b>Tasa hidráulica</b>	<b>2,2%</b>
<b>Impuestos generales</b>	<b>7%</b>
<b>kWh producido (a precios 2016)</b>	<b>63 Euros/MWh de producción</b>
<b>kWh pagado(a precios 2016)</b>	<b>50 Euros/MWh por generación</b>
<b>Velocidad nominal del grupo</b>	<b>375 r.p.m.</b>

Tabla 3. Datos de 2016 de la central de Guillena. Fuente: Central de Guillena

#### 7.4. Características de los depósitos superior e inferior

Los depósitos de la central son la verdadera clave del éxito de una central de bombeo, ya que es donde se almacena verdaderamente la energía en forma de energía potencial por la diferencia de altura por elevar el agua. Disponer de un depósito superior de mayor volumen conlleva a más horas de generación de energía. Aunque si lo que se quiere es aprovechar solo un rango de horas, para obtener más beneficio para las mismas horas y para mayor volumen será necesario aumentar la central de bombeo (mayores potencias de máquinas y mayores diámetros de tubería forzada).



Figura 126. Vista de la central y el depósito inferior. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

En el caso de la central de Guillena, tiene la peculiaridad de que el depósito inferior es la cuenca del río Ribera de Huelva cuyas compuertas se encuentran aguas abajo que limitan y definen el volumen. Además, la central cuenta con un cuenco a la salida de la turbina para que la fuerza del agua no deteriore el curso del río y facilite el mantenimiento de las compuertas.



Figura 127 y 128. Cuenco de la central de Guillena. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

El depósito inferior debería estar en el rango de volumen de como mínimo el volumen máximo del depósito superior ( $2,88 \text{ Hm}^3$ ) y como máximo que no supere la altura de la central, ya que una inundación sería muy perjudicial para la planta y para el personal que trabaja allí.

El depósito inferior es de tipo gravedad planta recta, cuya capacidad máxima es de  $5,36 \text{ Hm}^3$  y capacidad útil de  $2,21 \text{ Hm}^3$ . La altura máxima sobre cimientos es de 25,5 m y 23 m la altura máxima sobre el cauce.

Referentes a las compuertas situadas a 4 km aguas abajo de la central son cuatro tipo Taintor de  $12,00 \times 8,40 \text{ m}$  siendo dos de ellas automáticas.

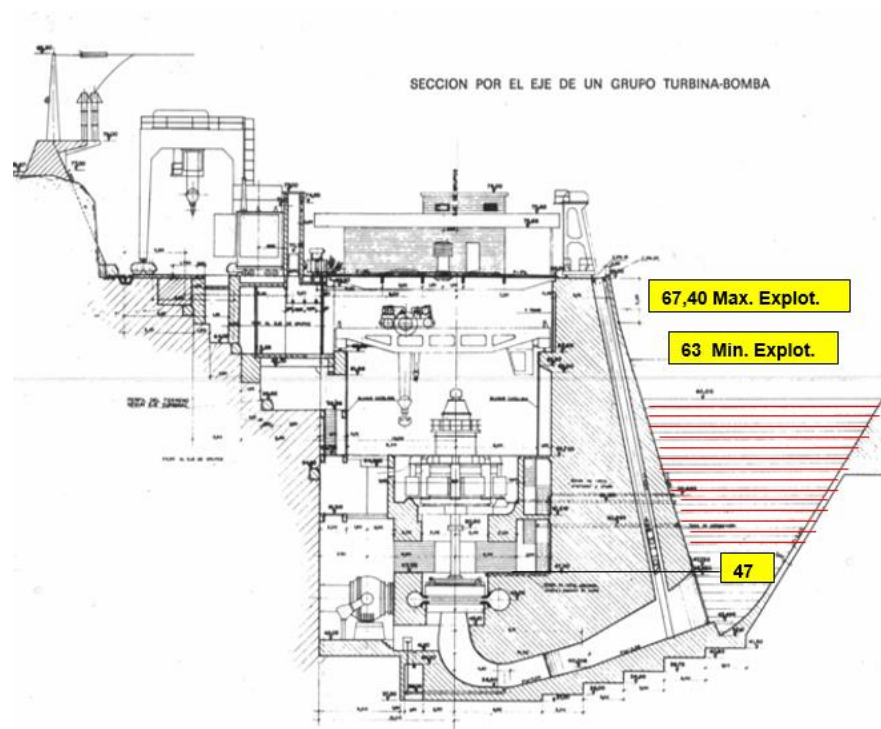


Figura 129. Límites del depósito inferior. Fuente: Endesa y Ramón Abella Monserrat.

La central sufrió una inundación por ese motivo precisamente, sobrepasó el límite superior y se inundó la sala de turbinas. Habrá que tener diseñado un protocolo de seguridad para este caso.

Una vez que el cauce del río vaya por debajo del cuenco, ya operacionalmente no podrá absorber más agua la central, por tanto, ese será el límite inferior para seguir operando sin que el depósito superior haya alcanzado el límite.

Referente al depósito superior, tiene una capacidad de  $2,88 \text{ Hm}^3$  como se ha comentado anteriormente y está construido en la parte más alta del montículo donde se encuentra la central. Esta será la inversión más cara de la central, ya que es una excavación en la cima de la montaña y debe ser una buena obra civil para evitar infiltraciones y derrames del agua, porque debe ser impermeable y garantizar el buen uso de la central. Estará reforzada de hormigón para evitar el deterioro de la orilla y sus bordes. Está formada por cuatro presas de gravedad que cierran otros tantos collados. La presa más importante es de planta recta y tiene una altura sobre cimientos de 34 m. Las otras tres presas son de planta curva y alturas menores (de 13 a 4,5 m).

La superficie del depósito lleno son  $21,50 \text{ Hm}^2$  con una capacidad útil de  $2,88 \text{ Hm}^3$ .



Figura 130. Depósito superior Central de Guillena. Fuente: Endesa.

Dispondrá de una compuerta de toma para que el agua pase a la tubería forzada, que está excavada en la montaña y llega hasta la central.



Figura 131. Compuerta de toma del depósito superior de Guillena. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

La toma de la conducción en el depósito superior va provista de una rejilla de 160 m<sup>2</sup> y una compuerta-vagón de 5,60x5,60 m.

Otra peculiaridad de Guillena es que la tubería forzada tiene un espesor tal que es capaz de absorber los golpes de ariete producidos por los cierres bruscos de la válvula esférica así que no es necesario instalar una chimenea de equilibrio en la central. Está formada por un blindaje circular de palastro en el interior de un túnel que va desde el depósito superior a la central, con relleno de hormigón en el espacio entre la chapa y la roca del túnel. Cuyas características son:

<b>Longitud</b>	<b>797,70 m</b>
<b>Diámetro Interior</b>	<b>5,60 m</b>
<b>Pendiente</b>	<b>30%</b>

Tabla 4. Dimensiones tubería forzada. Fuente: Endesa Generación.



## 7.5. Dimensiones de los componentes de la central

En este apartado se expondrán las dimensiones y pesos que tienen los elementos más importantes de la central:

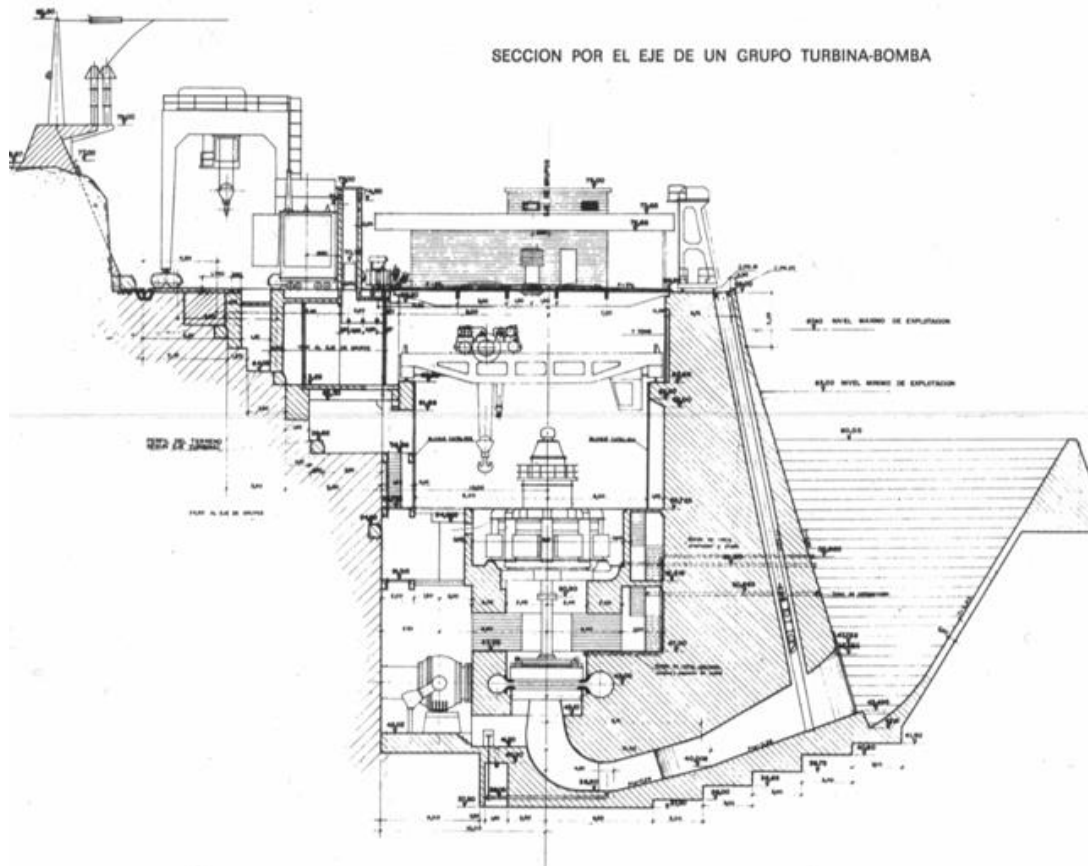


Figura 132. Dimensiones de la central. Fuente: Endesa Generación.

El elemento más pesado de la central es el rotor del alternador-motor, cuya nuez (el rotor sin polos) se le tuvieron que hacer ranuras de ventilación debido a que se calentaba mucho. Éste da las dimensiones de las grúas y puentes grúas de la central para que sean capaces de transportarlo para el montaje y desmontaje.

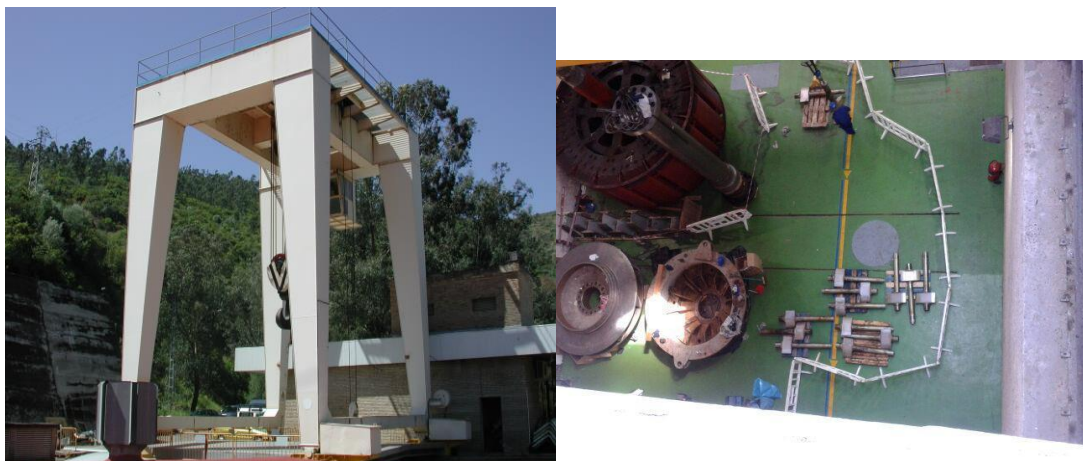
A continuación, se muestran los tres elementos más pesados de la central:

<b>Rotor alternador</b>	<b>180 Tn</b>
<b>Rodete turbina</b>	<b>16 Tn</b>
<b>Válvula esférica</b>	<b>47,8 Tn</b>

Tabla 5. Pesos de los componentes más pesados de la central de Guillena. Fuente: Central de Guillena.

Para su manipulación la central cuenta con un pórtico grúa, dos puentes grúa y un yugo. Y con una zona de carga y descarga donde poder meter los componentes en la misma central y zonas de cimentación reforzada para apoyar los elementos pesados.





Figuras 133 y 134. Pórtico Puente grúa y abertura para introducir los componentes. Fuente: central de Guillena.



Figuras 135 y 136. Puentes grúa y yugo de la central. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

Respecto a la válvula esférica hay que comentar que hace poco empezaron a cambiarlas teniendo un peso más reducido, que es a lo que tiende el mercado. Más eficiencia al menor peso. Y como peculiaridad que absorbe los esfuerzos originados con la apertura y cierre y la antigua lo transmitía a la tubería forzada.

A continuación se muestra la nueva válvula (imagen de la izquierda) frente a la antigua (imagen de la derecha) y se comprueba la diferencia de diseños de las distintas épocas a las que se diseñaron. Una separación de unos 40 años.



Figura 137 y 138. Válvula esférica nueva y antigua. Fuente: Endesa.

Hay que comentar que la válvula esférica no regula el caudal, solo cierra o abre el circuito de agua. Por tanto, solo tiene dos posiciones, o abierta o cerrada. La regulación del caudal se produce con el anillo distribuidor de la turbina.

## 7.6. Características del rodete

El rodete es tipo Francis reversible que funciona tanto como turbina como bomba. Hay tres grupos de eje vertical en la central que funcionan como bomba o turbina según el sentido de giro.

### 7.6.1 Características principales

El grupo lo forman los siguientes componentes:

El rodete que es una turbina-bomba Francis:



Figura 139. Rodete Francis de la Central de Guillena. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

Que está adaptado para trabajar como bomba y como turbina según el sentido de giro que se le dé.

Para regular el caudal se tiene el anillo distribuidor accionado por un circuito hidráulico que conecta a los álabes móviles y éstos regulan el caudal para aumentar o disminuir la potencia de la máquina.



Figura 140. Anillo distribuidor del grupo. Fuente: Propia.



Figura 141. Álabes móviles del distribuidor. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

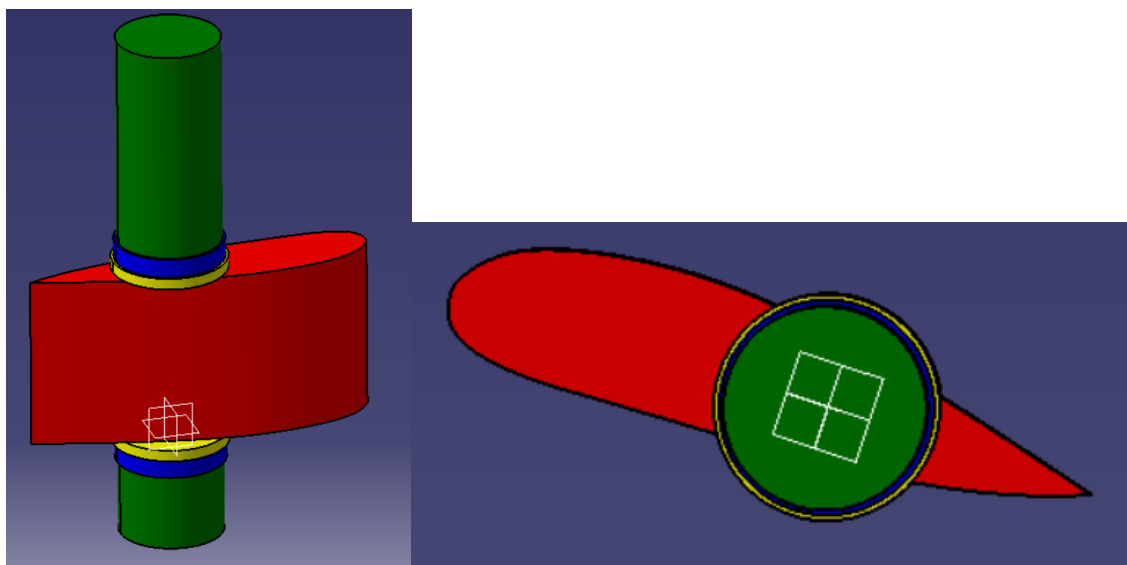


Figura 142 y 143. Álabes móviles diseñados en CATIA con datos de geometría proporcionados por la central.  
Fuente: Propia.

El flujo de agua llega al distribuidor a través de la cámara espiral que varía la sección para dar uniformidad de caudal y velocidad al flujo por toda la superficie de entrada de la turbina.

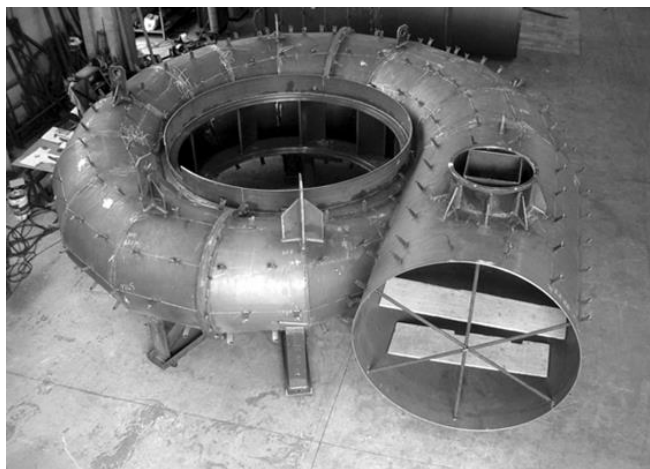


Figura 144. Cámara espiral. Fuente: Ramón Abella Monserrat.



### 7.6.2 Funcionamiento en turbina

Los datos nominales del grupo para trabajar como turbina son los siguientes:

<b>Salto nominal</b>	<b>230 m</b>
<b>Caudal nominal</b>	<b>34,4 m<sup>3</sup>/s</b>
<b>Potencia</b>	<b>71800 kW</b>
<b>Velocidad</b>	<b>365 r.p.m.</b>

Tabla 6. Parámetros nominales por grupo funcionamiento como turbina. Fuente: Endesa Generación.

Para que el grupo trabaje como turbina, la primera premisa es que debe de haber agua en el depósito superior. Si es así se abre la válvula esférica y los álabes móviles, haciéndolo pasar el flujo a través del rodete Francis. Éste se acciona y empieza a girar hasta alcanzar la velocidad nominal donde la frecuencia alcance los 50 Hz en el alternador y se conecta a la red. Este proceso dura entre 3-4 min.

### 7.6.3 Funcionamiento en bomba

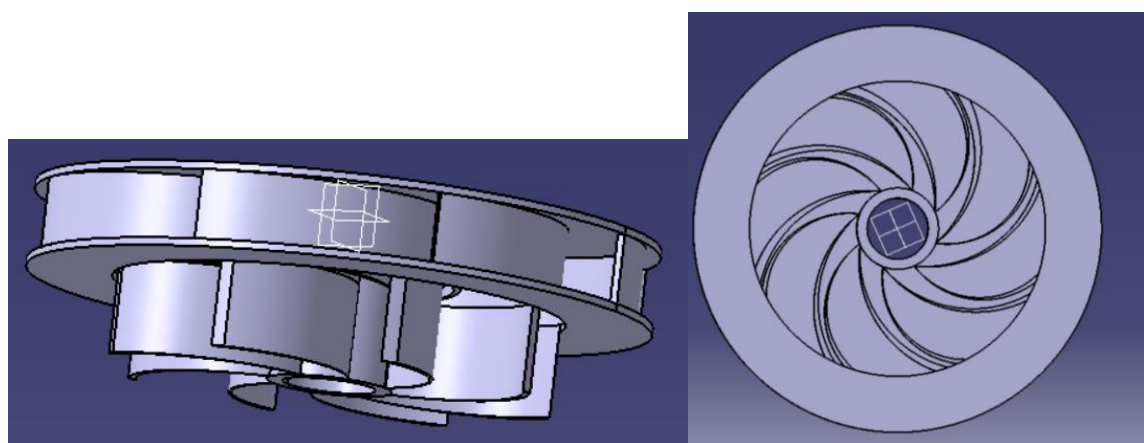
Los datos nominales del grupo para trabajar como bomba son los siguientes:

<b>Salto nominal</b>	<b>232,5 m</b>
<b>Caudal nominal</b>	<b>30,4 m<sup>3</sup>/s</b>
<b>Potencia</b>	<b>76200 kW</b>
<b>Velocidad</b>	<b>365 r.p.m.</b>

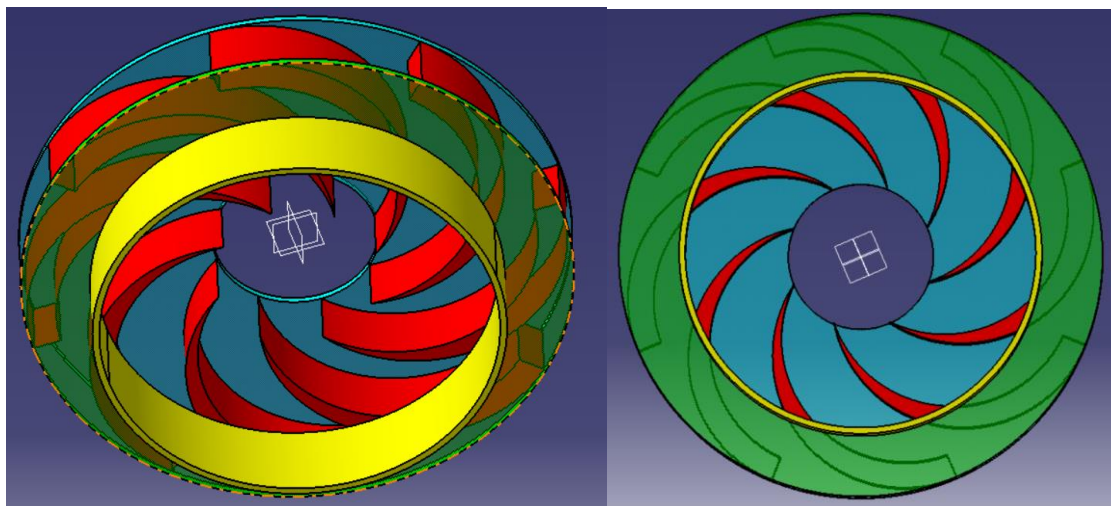
Tabla 7. Parámetros nominales por grupo funcionamiento como bomba. Fuente: Endesa Generación.

Para que el grupo trabaje como bomba, la primera premisa es que en el depósito superior no haya alcanzado la cota máxima y que haya suficiente agua en el depósito inferior. Si es así se acciona el motor de lanzamiento o “poney”, se crea una burbuja de aire en el rodete para disminuir el empuje de accionamiento del alternador y se pone a velocidad nominal el alternador-rodete con un by-pass con la válvula esférica. Cuando se alcanza el régimen nominal se abre el circuito y se eleva el agua hasta el depósito superior. Este proceso dura entre 7-9 min.

A continuación se representa en CATIA un diseño de la turbina Francis con la geometría proporcionada en la central:



Figuras 145 y 146. Representación de Catia de la turbina Francis. Fuente: Propia.



Figuras 147 y 148. Representación de Catia de las turbinas Francis. Fuente: Propia.



## 8 DISEÑO DE UNA CENTRAL HÍBRIDA EÓLICO-HIDRÁULICA TOMANDO COMO BASE LA CENTRAL DE GUILLENA

*“Nunca andes por el camino trazado pues él te conducirá únicamente a donde otros ya fueron”.*

*- Alexander Graham Bell -*

Usando todos los datos y especificaciones de los apartados anteriores, se va a adaptar la central de Guillena para convertirla en una central de almacenamiento de energía de un parque eólico.

Se intentará diseñar modificando lo menos posible la central hidráulica para evitar un aumento excesivo de costes y obtener mayor rendimiento a la inversión.

### 8.1. Datos de diseño

Como en este caso no se va a diseñar una planta híbrida desde el inicio, sino que se va a adaptar una central de bombeo para convertirla en una eólico-hidráulica. Los datos de partida son los datos de la propia central.

Como la central de Guillena tiene turbinas reversibles se diseñará como tipología tipo I (6.2. Propuesta de almacenamiento de energía pág. 88) por lo que el parque eólico y la central de bombeo trabajarán en conjunto y en paralelo frente a la red eléctrica.

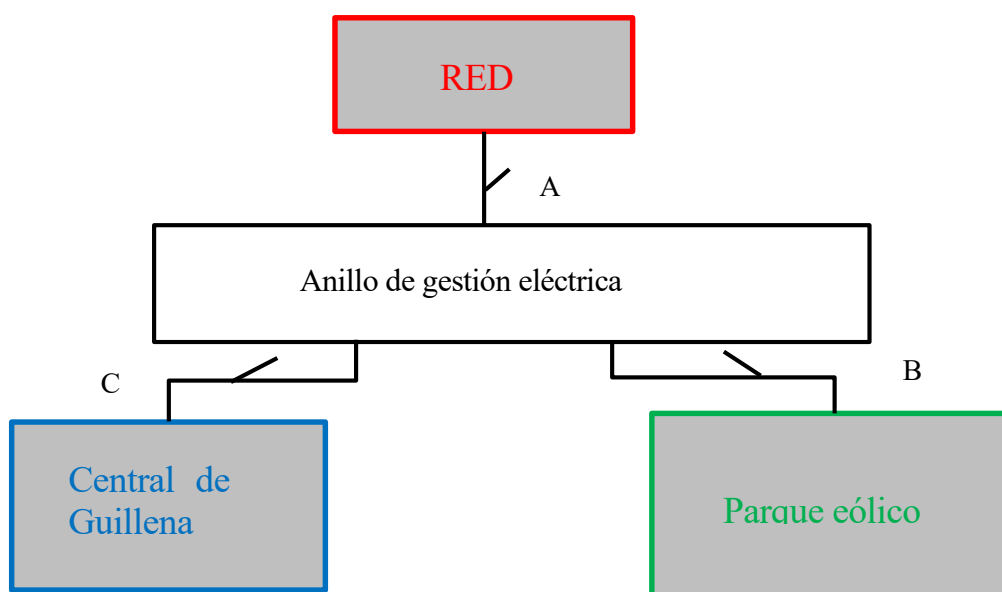


Figura 149. Tipología elegida para el diseño. Fuente: Propia

La potencia del parque eólico debe de ser la misma que necesitan las bombas para accionar el circuito de bombeo, ya que si fuera menor no podrían accionarse. Además, se tendrá como variable fija la frecuencia que al igual que la red se fijará a 50 Hz.

La central de bombeo cuenta con 3 bombas de 76.200 kW (76,2 MW) cada una. Que trabajan de forma independiente una de otra y cada grupo tiene su transformador propio y su conexión a la red.

Aprovechando esta independencia y sabiendo que cada bomba de por sí ya tiene una potencia considerable que conlleva un gran número de aerogeneradores asociados, alcanzando mayores costes. Para que la inversión sea de manera progresiva y que no provoque unos costes inadmisibles para la empresa. Se va a diseñar el parque eólico por módulos y cada módulo corresponde a un grupo de la central.

Consecuentemente, cuando se instale el primer módulo la central puede empezar a funcionar sin necesidad de que los otros dos módulos estén instalados. Ya que la central de bombeo ya funciona de por sí con la red.

Cuando se diseñe el módulo se estudiará el modo de funcionamiento para este caso.

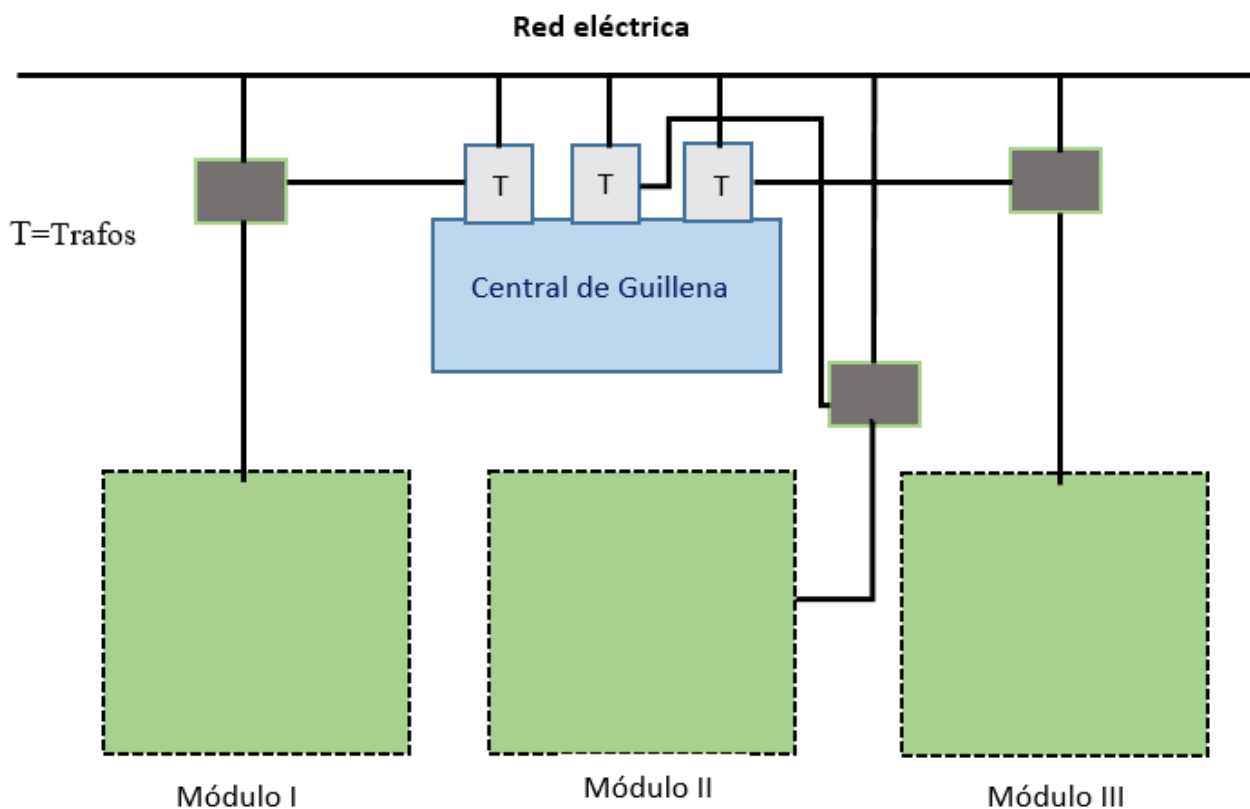


Figura 150. Sistema por módulos de la central híbrida. Fuente: Propia.

Hay que comentar que las uniones entre la red-bombeo-aerogeneradores se producen en la subestación que dispone la planta. Así disminuirá el coste de la inversión, ya que solo habrá que modificarla para adaptarse a este tipo de funcionamiento. Siendo las tres uniones cada línea de la subestación.

## 8.2. Diseño del parque eólico

Cada bomba tiene una potencia de 76.200 kW y si queremos instalar aerogeneradores de 5.000 kW:

$$n^{\circ} \text{ Aerogeneradores}_{\text{modulo}} = \frac{76.200 \text{ kW}}{5.000 \text{ kW}} = 15,24 \rightarrow \mathbf{16 \text{ aerogeneradores}}$$

Unido con el apartado anterior, se necesitan 16 aerogeneradores de 5 MW por cada módulo. Que al ser tres módulos harán un total de 48 aerogeneradores para toda la planta.

Lo primero es saber si es compatible con la zona donde se van a instalar, para ello nos basamos en los datos suministrados por el ministerio de industria, turismo y comercio:

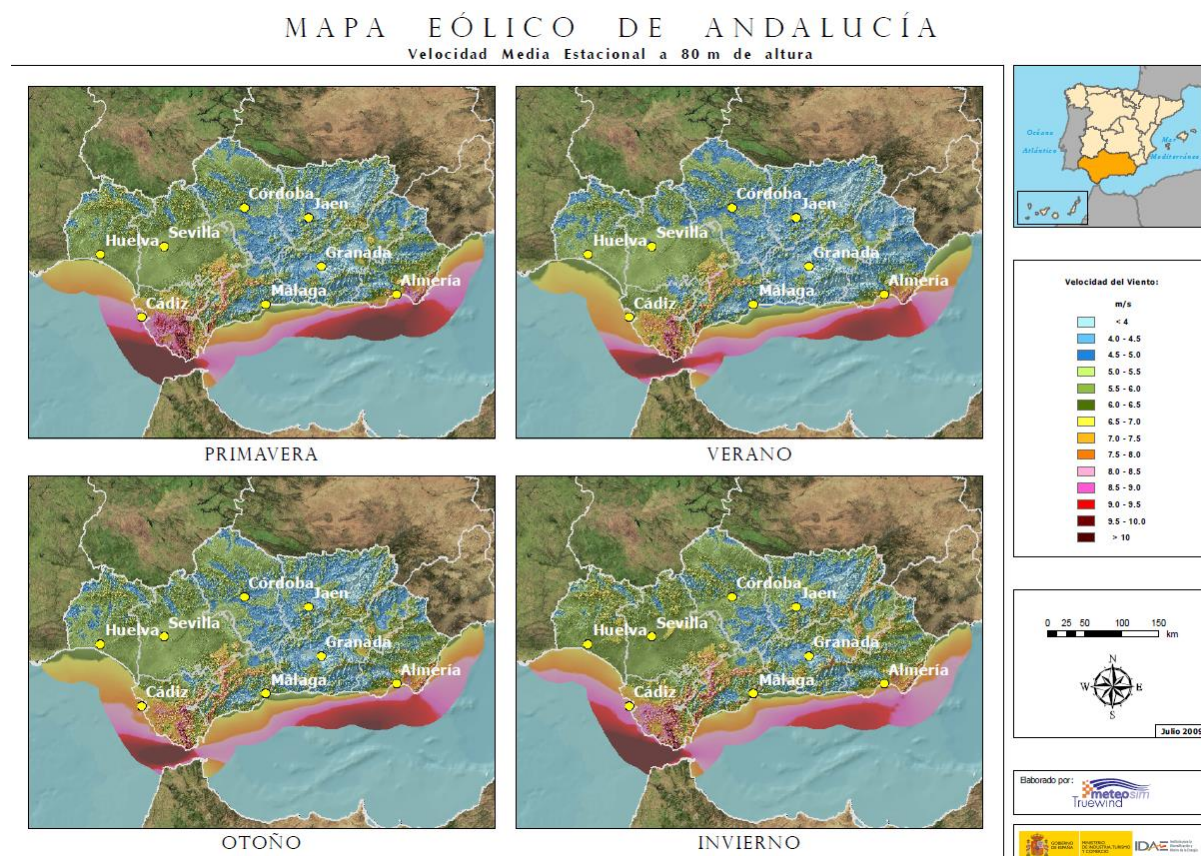


Figura 151. Velocidad media estacional a 80 m de altura en Andalucía. Fuente: Ministerio de industria, turismo y comercio.



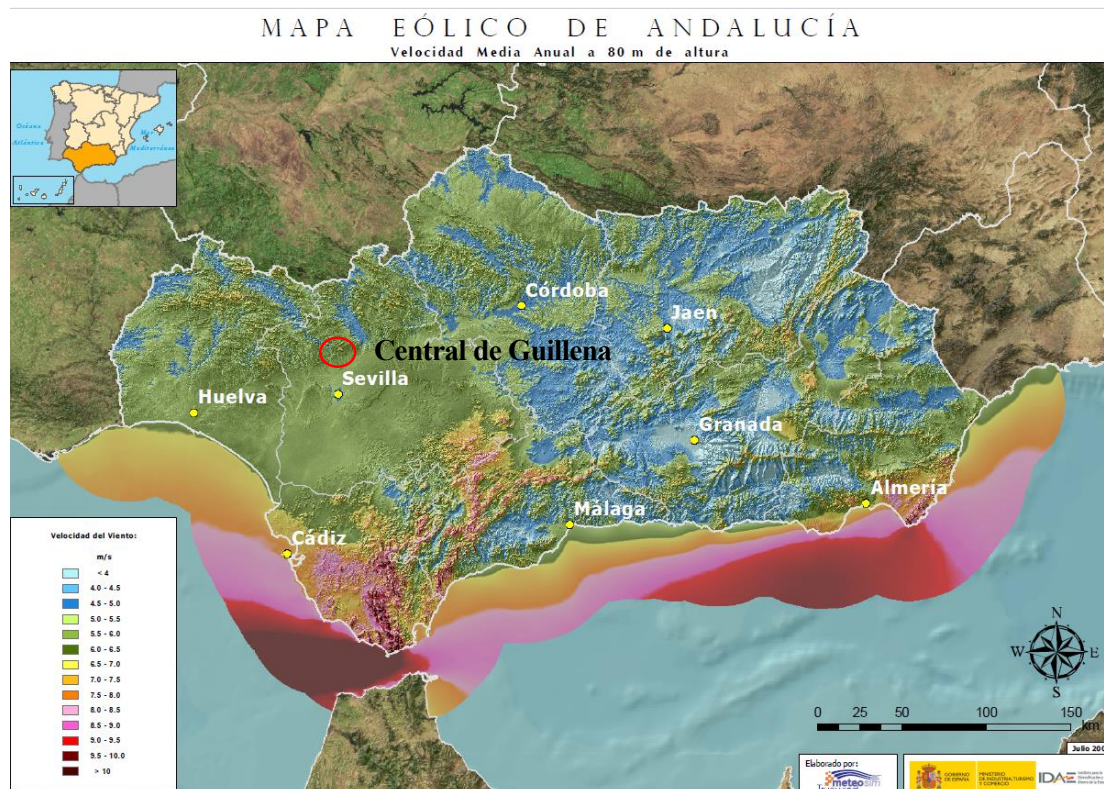


Figura 152. Velocidad media anual a 80 m de altura en Andalucía. Fuente: Ministerio de industria, turismo y comercio.



Figura 153. Densidad de potencia media estacional a 80 m de altura en Andalucía. Fuente: Ministerio de industria, turismo y comercio.

Según estos datos, la central de Guillena se encuentra en una zona de aprovechamiento media con una velocidad aproximada de 6-6,5 m/s y con una potencia de aprovechamiento a 80 m como



referencia de  $300 \text{ W/m}^2$ . Por esa razón, se escogen aerogeneradores de mayor potencia, ya que se encuentran a una altura de unos 130 metros, para ganar aún más velocidad y potencia al encontrarse a mayor altura y así obtener mayor eficiencia en la zona.

Los aerogeneradores tendrán las siguientes dimensiones:



Figura 154. Aerogeneradores de 5 MW en Bierzo (León). Fuente: Empresa Gamesa.

Con estas dimensiones el precio por aerogenerador ronda los 7,5 millones de euros según los datos de la empresa Gamesa y estudiando aerogeneradores similares como los instalados en León, en el País Vasco y Navarra donde se ha tenido en cuenta el aerogenerador, la construcción y la cimentación junto a la instalación, aunque dependerá de la empresa a que se le asigne la construcción y que a medida que se construyan más el precio disminuye a causa de que la tecnología estará más consolidada. Básicamente para tener un número aproximado de los costes con los que se está trabajando.

Cada módulo de 16 aerogeneradores costaría alrededor de 120 millones de euros que por 3 haría un total de 360 millones de euros, el mismo precio que ha costado la planta de cerveza Heineken situada en Sevilla. Es decir, que montar la central híbrida con todos sus sistemas auxiliares tendría un precio de unos 400-500 millones de euros como mucho, que es lo que cuesta cualquier industria de gran magnitud que se pueda instalar en nuestro país. Además, con la flexibilidad que se ha comentado anteriormente, una inversión de unos 120-150 millones de euros para instalar un módulo y cuando se vaya recuperando la inversión volver a instalar otro y así progresivamente.

Con esta idea de escalabilidad y flexibilidad en unos 50 años se podrían adaptar todas las centrales de bombeo de nuestro país a centrales híbridas e incluso diseñar plantas nuevas. 50 años que es lo que se estima que el precio del petróleo subirá desorbitadamente a consecuencia de su escasez. Por tanto es una inversión razonable para que cualquier país se lo plantee.

### 8.2.1 Diseño de un modulo

Para evitar una pérdida de la velocidad del viento, se ha estimado una distancia entre un aerogenerador y otro de 200 m de manera que entre punta de pala de uno y otro haya una distancia de 75 m, superior a los 62,5 m de longitud de pala de cada uno. Aunque estas dimensiones habría que optimizarlas, para el caso de estudio de este proyecto no será necesario. Puesto que esto dependerá de la negociación con la empresa que construya el parque eólico, aun así, sirve como referencia para estimar un posible diseño para el parque.

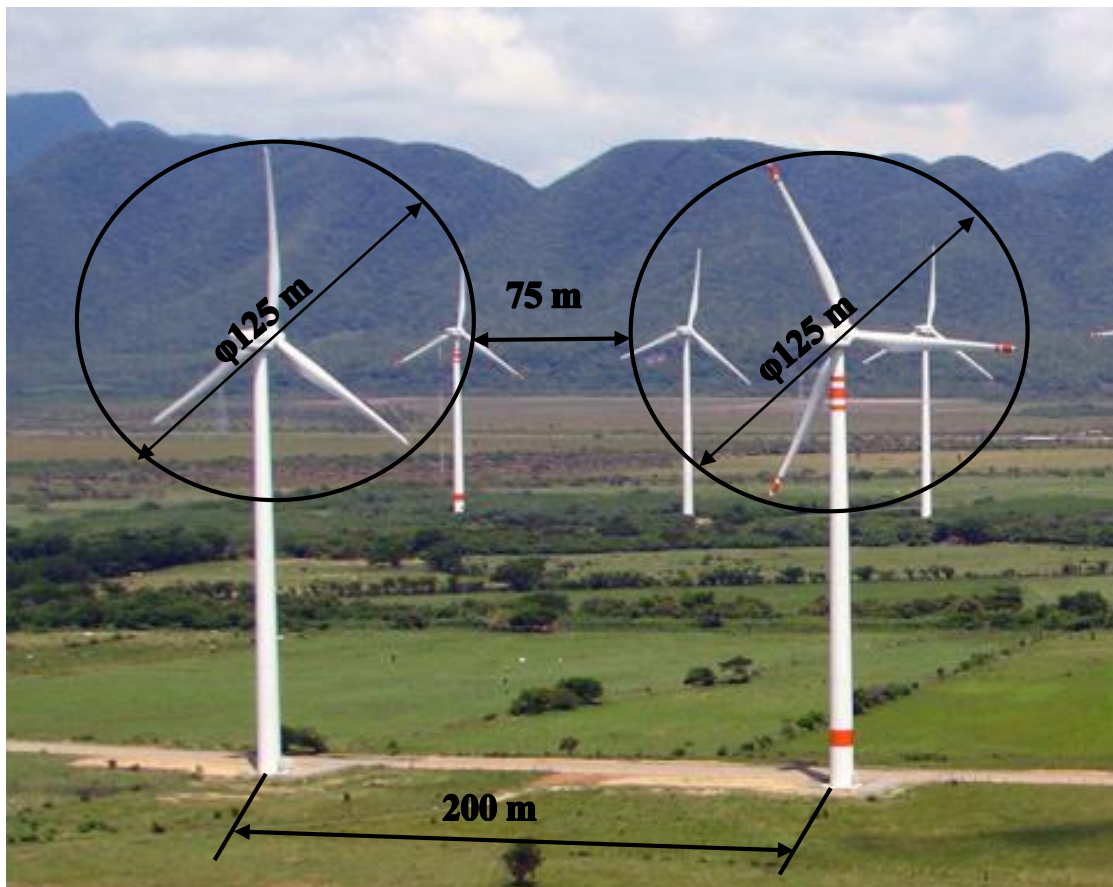


Figura 155. Distancia entre aerogeneradores. Fuente: Acciona

Además, para optimizar aún más el espacio, se ha pensado en la construcción no solo en línea si no en rectángulo, de esta manera se puede aprovechar mejor la superficie, ya que no siempre se podrá construir en línea porque son un gran número de aerogeneradores que significaría varios kilómetros para la instalación completa, además así el diseño de cada módulo sería más compacto.

El diseño en rectángulo sería poner dos líneas de 8 aerogeneradores, separados entre sí 200 m uno de otro y cada línea se separa de la otra 400 m, una distancia considerable para que la velocidad del viento y en consecuencia la energía cinética no se vea afectada por la línea anterior, además se podrían construir de manera alternada aprovechando los huecos que dejan los 75 m de la línea anterior entre un aerogenerador y otro, quedando así:





Figura 156. Distancia entre una línea de aerogeneradores y otra. Fuente: parque eólicos de américa.

Conociendo todo esto, si se construyera el módulo en línea, los 16 aerogeneradores separados 200 metros harían un total de 3200 m de distancia (3,2 km). Y puestos en dos líneas, cada línea sería de 1400 m (1,4km) con una separación de 400 m, formando una superficie de  $560.000 \text{ m}^2$  por módulo. Habrá que estudiar las superficies disponibles cercanas a la planta.

Para la construcción de los módulos y estudiar su localización, lo primero es estudiar el terreno y el aprovechamiento del viento que ofrece la zona:

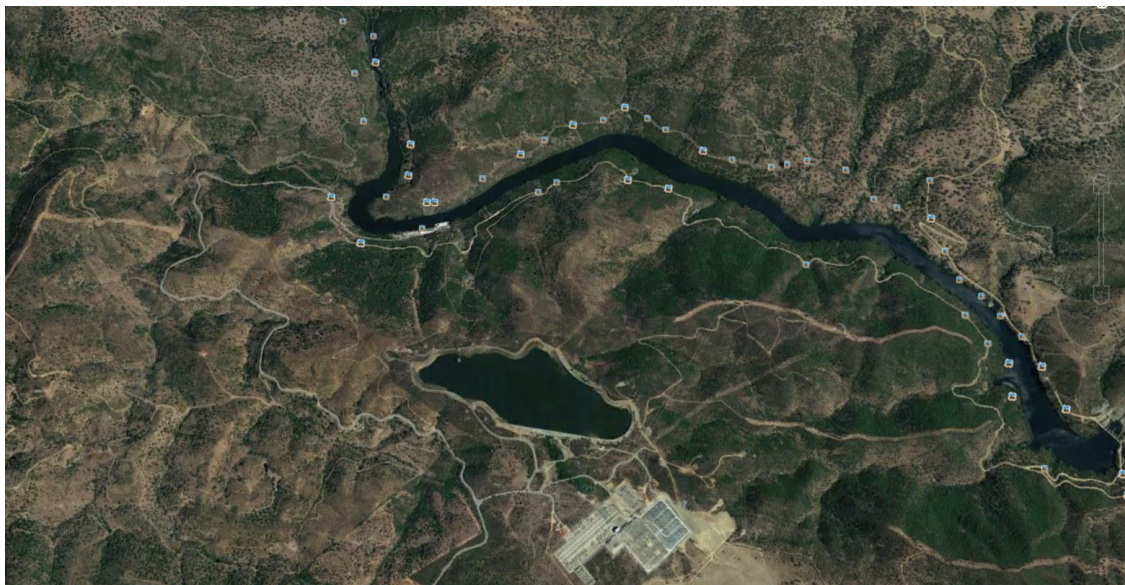


Figura 157. Central de Guillena vista de satélite. Fuente: Google Earth.



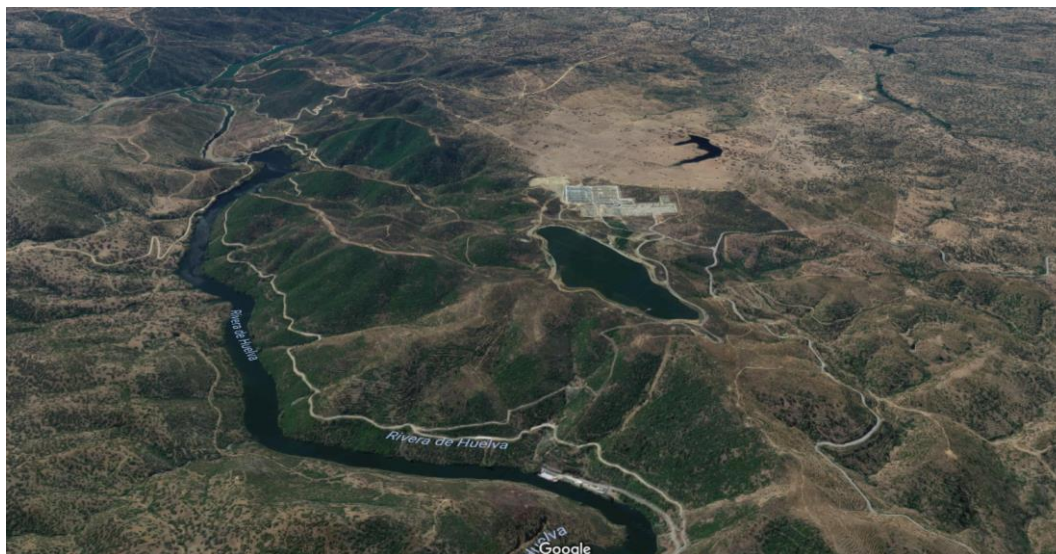


Figura 158. Vista en perspectiva de la central de Guillena. Fuente: Google Earth.



Figura 159. Vista en perspectiva de la central de Guillena. Fuente: Google Earth

Se sabe que donde se encuentra la central de Guillena es una zona de gran altura respecto a Sevilla, donde el aprovechamiento del viento es medio, según lo comentado en el punto 5 de este proyecto (pág x).

La zona más alta es el depósito superior y se intentará construir aerogeneradores en el mismo depósito, ya que es posible su construcción y se podría aprovechar mejor la superficie y puesto que las carreteras de acceso están adaptadas al peso de grandes camiones por la maquinaria de la propia central de bombeo, es más que factible.



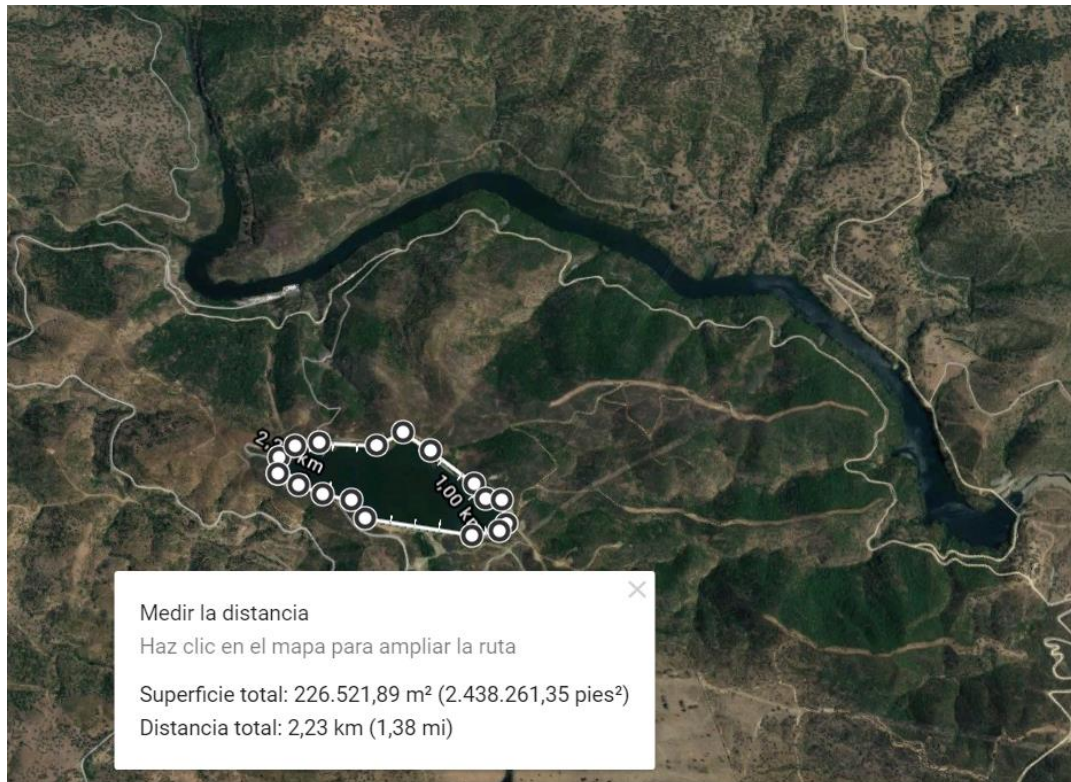


Figura 160. Superficie del depósito superior. Fuente: Google Earth

Este sería la posición del primer módulo por diferentes razones:

- Aprovecha la superficie disponible del propio depósito superior, requiriendo menor superficie del terreno, así no hará falta la construcción de carreteras a los puntos donde se construya cada aerogenerador.
- Usa terrenos de la propia planta, ya que los alrededores del depósito pertenecen todos a Endesa y no haría falta comprar más terreno
- El módulo estaría prácticamente pegada a la propia central de bombeo, disminuyendo la longitud de las conexiones y será un diseño más compacto y óptimo.



Figura 161. Construcción del módulo I. Fuente: Propia.

Se ha diseñado la línea donde se construirán los aerogeneradores, una línea que aprovecha mejor la superficie del depósito superior, los puntos de cotas más altas para aprovechar toda la energía cinética del viento posible y los accesos de carreteras construidas ya en la planta que permiten una mejor construcción de los aerogeneradores.

Además se puede observar que la subestación está muy cerca de los aerogeneradores y se podría instalar con facilidad.

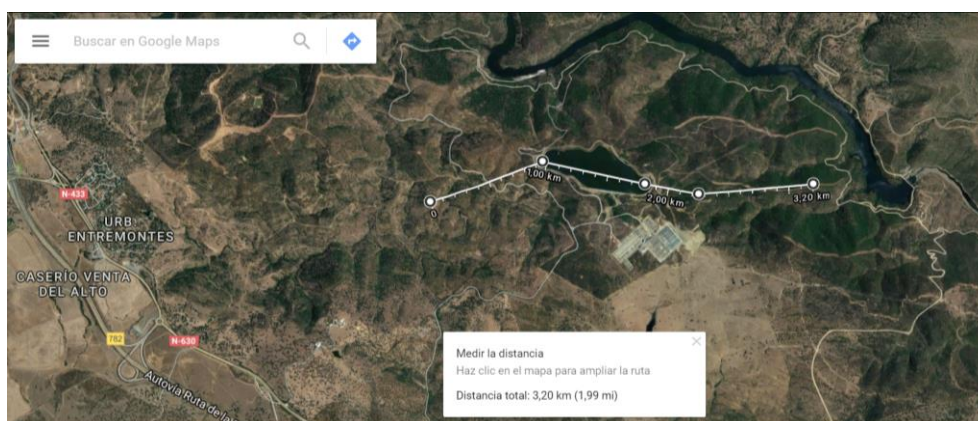


Figura 162. Vista aérea de cómo quedaría el módulo I. Fuente: Propia.

Para la construcción de los dos módulos restantes, se ha pensado en la finca que hay al sur de la planta, que es de un único propietario, está pegada a la subestación eléctrica y es una llanura plana donde no hay obstáculos cercanos que ofrezcan resistencia al viento:

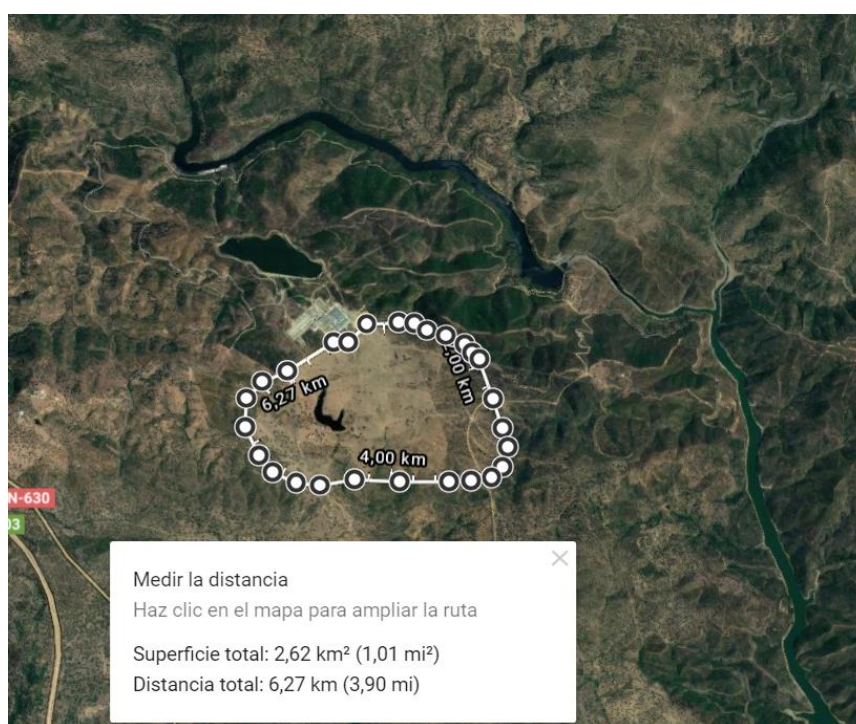


Figura 163. Finca pegada a la central. Fuente: Google Earth.

La finca contaría con una superficie de  $2,62 \text{ km}^2$  suficiente para albergar a los dos módulos restantes.

Para que sea óptimo el aprovechamiento de la finca se proponen dos tipos de diseño para los dos módulos restantes, que quedarían de la siguiente manera:



Para la construcción del módulo II:



Figura 164. Diseño del módulo II, modo suroeste-nordeste. Fuente: Propia.



Figura 165. Diseño módulo II, modo noroeste-sureste. Fuente: Propia.

Que ambos cumplen tipología rectangular o trapezoidal dejando una distancia de 400 metros entre una línea y otra. Y cada una aprovechando el viento de una posición a otra.

Elegir un diseño u otro condiciona al módulo III que quedaría de la siguiente forma:





Figura 166. Diseño del módulo III, modo suroeste-nordeste. Fuente: Propia.



Figura 167. Diseño módulo III, modo noroeste-sureste. Fuente: Propia.

Como la disposición noroeste-sureste va en la misma dirección del módulo I y además puede aprovechar mejor las corrientes ya que aprovecha toda la llanura sin obstáculos. Parece más razonable elegir esta disposición. Ya que la opción suroeste-nordeste, tiene las montañas que podrían impedir un mejor aprovechamiento del viento, ya que la energía cinética podría ser menor.

Pero para que sea un diseño más óptimo, y eliminar cualquier obstáculo a los aerogeneradores, se ha rediseñado la disposición de los aerogeneradores de la siguiente forma:



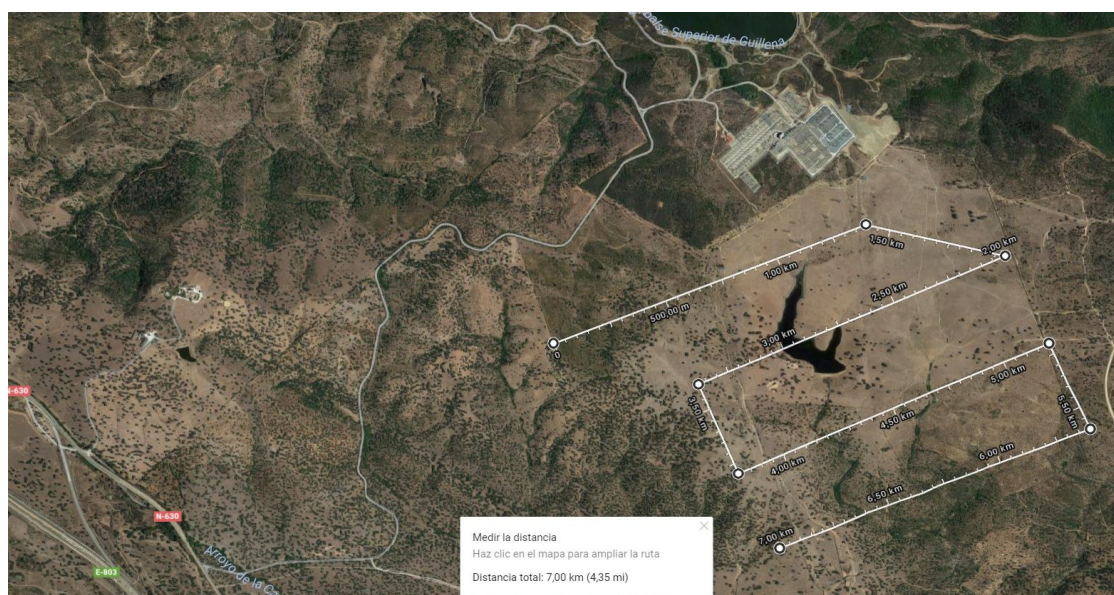


Figura 168. Disposición más óptima de los módulos II y III. Fuente: Propia.

De esta manera, no se encuentran tan pegados a la subestación y evitaría riesgos innecesarios y aprovecha toda la llanura plana para la construcción. Además, de esta forma se puede ahorrar en lo referente al montaje, puesto que no hay que construir carreteras para el transporte de los aerogeneradores, ya que se pueden aprovechar las carreteras de la central y la llanura y caminos de la finca.

Por tanto, los módulos II y III se verían así:

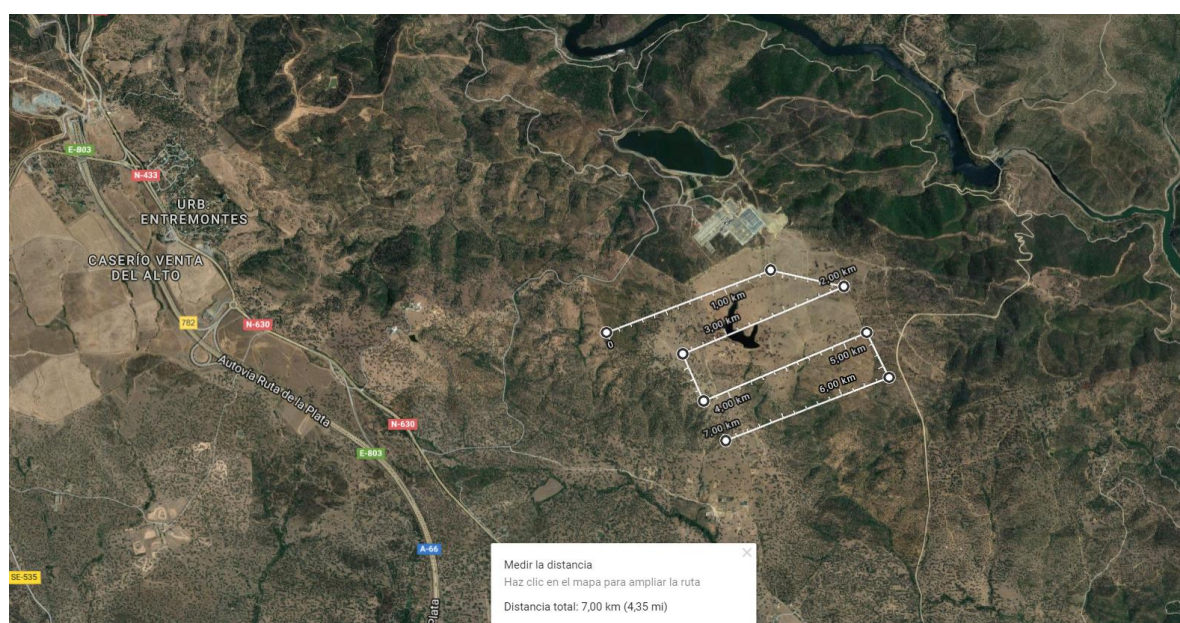


Figura 169. Vista aérea de los módulos II y III. Fuente: Propia.

Además, otro dato importante es alejarlos de la línea a la red eléctrica lo máximo posible, para no haber fallos por cortocircuito.



Figura 170. Diseño 3D de los módulos II y III con la línea a red eléctrica. Fuente: Propia.

### 8.2.2 Diseño del parque eólico completo

Una vez elegidas la disposición de los aerogeneradores y los diferentes módulos ahora habría que estudiar todos los sistemas y conexiones que se van a usar.

Como se ha comentado anteriormente, se va a independizar cada módulo para que pueda trabajar por separado. Además para evitar que un pico de frecuencia en el arranque pueda afectar al motor de accionamiento de la bomba de la central, cada módulo tendrá su propio volante de inercia que absorbe los picos generados por los arranques y paradas de los aerogeneradores. El módulo se uniría en una única línea que se conectaría al volante de inercia, que al estar conectada a un módulo y no a la planta entera, será un volante de menor dimensión, aunque en contra se tiene que habría que instalar 3 en este caso, uno por cada módulo.

Del mismo volante de inercia saldría una línea que se conecta directamente a un transformador que conecta a la subestación eléctrica. Se podría pensar en conectarlo directamente al transformador del grupo hidráulico, pero eso daría muchísimos problemas de operatividad. Y en la subestación, se instalaría un interruptor automático y programable, que sea el encargado de abrir o cerrar el circuito según lo que se le ordene telemáticamente. Consecuentemente, habría que añadirle a la subestación, un transformador y un interruptor por cada línea. Esto incrementaría el coste, pasando de los 360 millones de euros por la construcción de los 3 módulos a unos 420-450 millones para la ampliación de la subestación, los volantes de inercia y todas sus conexiones.

La subestación quedaría de la siguiente manera:



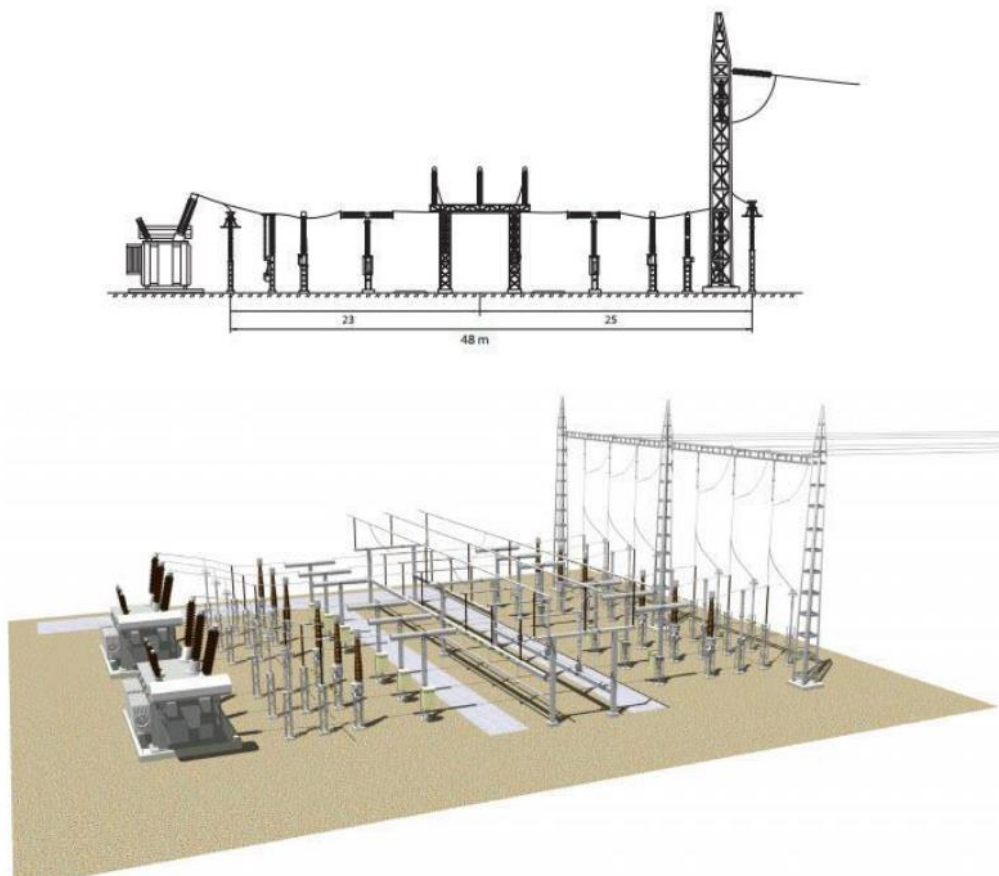


Figura 171. Ampliación de la subestación eléctrica de dos módulos con todos sus sistemas. Fuente: Subestaciones de la asignatura sistemas eléctricos del Máster de ingeniería Industrial de la Universidad de Sevilla.

Esquemáticamente, quedaría:

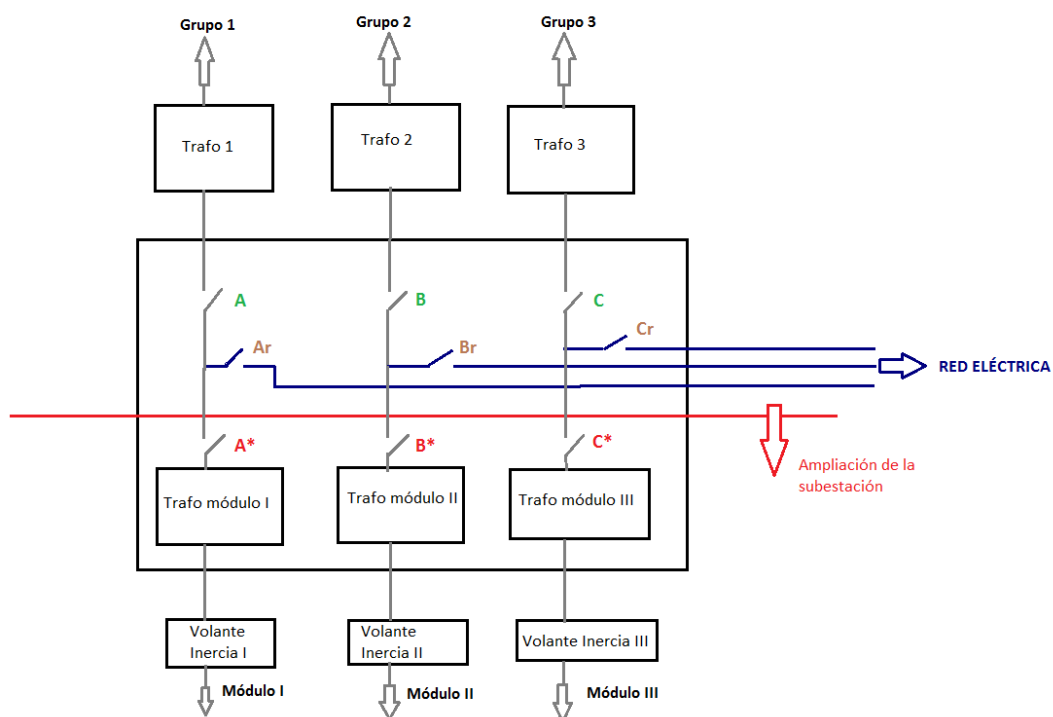


Figura 172. Esquema de la subestación eléctrica. Fuente: Propia.

Observando el esquema, habría que instalar otro interruptor para la parte hidráulica, de manera que por cada línea de cada grupo hay tres interruptores, de tal manera, ya se podría gestionar la central y los tres módulos por separado. Por tanto, la subestación se transforma para ser una de tipo maniobra y transformación.

La nueva ampliación quedaría así:



Figura 173. Ampliación de la subestación. Fuente: Propia.

Los volantes de inercia se instalarían entre la conexión del módulo y la subestación:



Figura 174. Localización del volante de inercia del módulo I. Fuente: Propia.

En esta localización, se optimizaría el transporte y todas las conexiones de los aerogeneradores se volcarían en ese punto.





Figura 175. Sistemas de volantes de inercia módulos II y III. Fuente: Propia.

### 8.3. Gestión de la central

En éste apartado se muestra el modo de funcionamiento y el comportamiento que tiene la central para la producción de energía y como obtener el máximo beneficio. Se supone un comportamiento ideal y como unidad temporal se elegirán las horas, despreciando las paradas y arranques de los grupos y de los aerogeneradores, ya que son del orden de minutos.

#### 8.3.1 Gestión con un solo modulo

Si sólo se dispone de un único módulo de aerogeneradores, solo se podrá bombear con un único grupo, aunque se turбина y genera con los tres grupos para poder obtener el máximo rendimiento a las horas punta.

Para llenar el depósito superior hasta alcanzar su volumen máximo con un solo grupo tardaría:

$$\frac{2880000 \text{ m}^3}{30,4 \text{ m}^3/\text{s}} = 94736,84 \text{ s} * \frac{1\text{h}}{3600\text{s}} = 26,32 \text{ horas}$$

Se suponen unas 27 horas para recargar el depósito completo.

Se alcanzan las 8:00 y hasta las 23:00 se turбина:

$$3\text{h} * \frac{3600\text{s}}{1\text{h}} * \frac{103,2 \text{ m}^3}{1\text{s}} = 1114560 \text{ m}^3$$

De 23:00 a 20:00 se vuelve a bombear:

$$9\text{h} * \frac{3600\text{s}}{1\text{h}} * \frac{30,4 \text{ m}^3}{1\text{s}} = 984960 \text{ m}^3$$

Se turбина de 20:00 h a 23:00 h y se bombea hasta las 8:00 de la mañana

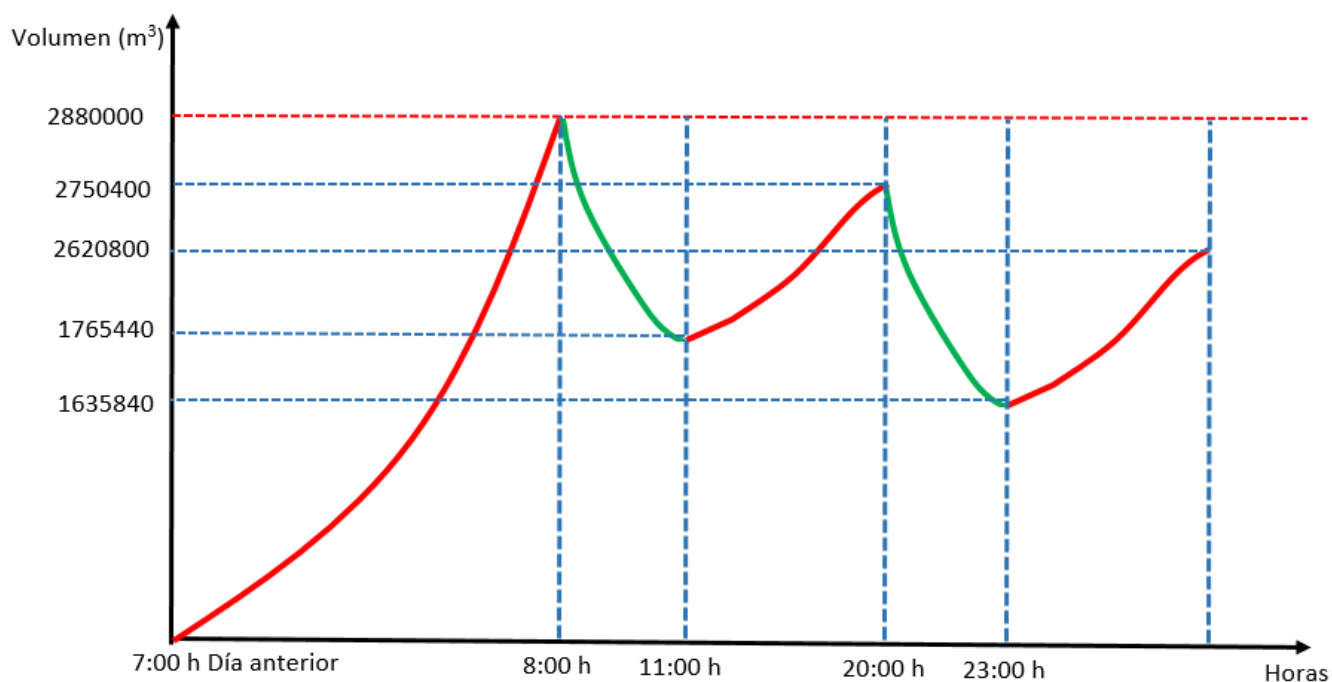
$$9\text{h} * \frac{3600\text{s}}{1\text{h}} * \frac{30,4 \text{ m}^3}{1\text{s}} = 984960 \text{ m}^3$$

A partir de ahí se gestiona de la siguiente manera:

Funcionamiento	m <sup>3</sup>	%Volumen	Acumulado	%volumen	Horas	Día
Carga depósito superior	2880000	100	2880000	100	27	1
3h turbinando	1114560	38,7	1765440	61,3	3	2
9h bombeando	984960	34,2	2750400	95,5	9	2
3h turbinando	1114560	38,7	1635840	56,8	3	2
9 h bombeando	984960	34,2	2620800	91	9	2
3h turbinando	1114560	38,7	1506240	52,3	3	3
9h bombeando	984960	34,2	2491200	86,5	9	3
3h turbinando	1114560	38,7	1376640	47,8	3	3
9 h bombeando	984960	34,2	2361600	82	9	3
3h turbinando	1114560	38,7	1247040	43,3	3	4
9h bombeando	984960	34,2	2232000	77,5	9	4
3h turbinando	1114560	38,7	1117440	38,8	3	4
9 h bombeando	984960	34,2	2102400	73	9	4
3h turbinando	1114560	38,7	987840	34,3	3	5
9h bombeando	984960	34,2	1972800	68,5	9	5
3h turbinando	1114560	38,7	858240	29,8	3	5
9 h bombeando	984960	34,2	1843200	64	9	5
3h turbinando	1114560	38,7	728640	25,3	3	6
9h bombeando	984960	34,2	1713600	59,5	9	6
3h turbinando	1114560	38,7	599040	20,8	3	6
9 h bombeando	984960	34,2	1584000	55	9	6

Tabla 8. Funcionamiento de la central con un módulo. Fuente: Propia.

Y ahora se volvería a recargar, ya que este sería el comportamiento de una semana y se deja el domingo que es el día en que el precio de la electricidad es más bajo para recargar el depósito superior al máximo.



Gráfica 1. Funcionamiento horario de la central híbrida con un módulo. Fuente: Propia.

Hay que destacar que cuando se turbinan y se produce energía, mientras el módulo eólico inyecta a la red también la electricidad que produce. Por tanto, visto desde la red eléctrica es como si hubiera 4 grupos turbinando produciendo energía a la vez.

### 8.3.2 Gestión con dos módulos

Al disponer de dos módulos serán dos grupos bombas los que trabajen, bombeando el doble de lo anterior, produciendo que haya periodos de tiempo que se encuentre el depósito superior a volumen máximo y no será apto para producción eléctrica (turbinar), porque no se encuentre en hora punta. Mientras tanto, los módulos vierten energía a la red.

Para llenar el depósito superior hasta alcanzar su volumen máximo con los dos grupos tardaría:

$$\frac{2880000 \text{ m}^3}{2 * 30,4 \text{ m}^3/\text{s}} = 47368,42\text{s} * \frac{1\text{h}}{3600\text{s}} = 13,16 \text{ horas}$$

Se suponen unas 14 horas para recargar el depósito completo.

Se alcanzan las 8:00 y hasta las 23:00 se turbinan:

$$3\text{h} * \frac{3600\text{s}}{1\text{h}} * \frac{103,2 \text{ m}^3}{1\text{s}} = 1114560 \text{ m}^3$$

De 23:00 a 20:00 se vuelve a bombear:

$$9\text{h} * \frac{3600\text{s}}{1\text{h}} * \frac{2 * 30,4 \text{ m}^3}{1\text{s}} = 1969920 \text{ m}^3$$

Se turbinan de 20:00 h a 23:00 h y se bombea hasta las 8:00 de la mañana

$$9\text{h} * \frac{3600\text{s}}{1\text{h}} * \frac{2 * 30,4 \text{ m}^3}{1\text{s}} = 1969920 \text{ m}^3$$

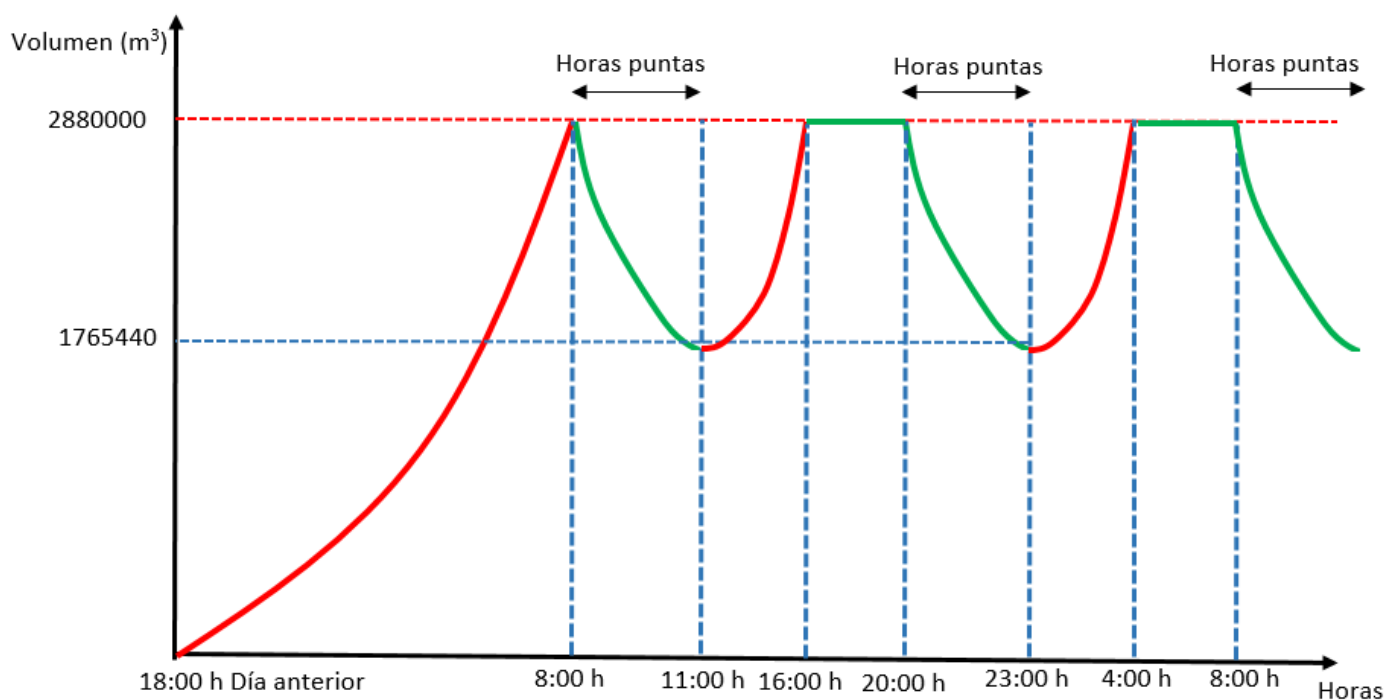
A partir de ahí se gestiona de la siguiente manera:

Con la siguiente premisa de que ahora no se necesita un día de bombeo completo para llenar el depósito superior, ya que con dos bombas ya se puede mantener un régimen permanente entre el bombeo y la producción de energía. Además, paralelamente se va produciendo energía con los módulos de generación eólico ya que hay horas en las que se mantiene estático la central de bombeo.

Como 9 horas de bombeo, superaría el volumen máximo soportable por el depósito superior, se estima que con 5 horas se alcanza el volumen máximo y el resto (4 horas) la producción del parque eólico se vierte en la red.

Funcionamiento	m <sup>3</sup>	%Volumen	Acumulado	%volumen	Horas	Día
Carga depósito superior	2880000	100	2880000	100	14	1
3h turbinando	1114560	38,7	1765440	61,3	3	2
5h bombeando	1094400	38	2880000	100	5	2
4h eólico en red	0	0	2880000	100	4	2
3h turbinando	1114560	38,7	1765440	61,3	3	2
5 h bombeando	1094400	38	2880000	100	5	2
4 h eólico en red	0	0	2880000	100	4	2
3h turbinando	1114560	38,7	1765440	61,3	3	3
5h bombeando	1094400	38	2880000	100	5	3
4h eólico en red	0	0	2880000	100	4	3
3h turbinando	1114560	38,7	1765440	61,3	3	3
5 h bombeando	1094400	38	2880000	100	5	3
4 h eólico en red	0	0	2880000	100	4	3

Tabla 9. Funcionamiento de la central con dos módulos. Fuente: Propia.



Gráfica 2. Funcionamiento horario de la central híbrida con dos módulos. Fuente: Propia.

No será necesario un día para volver a llenar el depósito superior, ya que alcanza un régimen permanente, que se puede hacer variar, si no se quiere estar siempre alcanzando el máximo para que la estructura del depósito superior no sufra tanto.

### 8.3.3 Gestión con el parque completo

Cuando se disponen de los tres módulos, el parque eólico está completo e iguala a la potencia de los tres grupos de bombeo, por lo que podrán mover un caudal tal que iguale al tiempo de turbinas y habrá más horas de inyección a la red, por lo que la central puede estar produciendo en casi cualquier momento del día y aprovechando las horas puntas para vender a precio más alto.

Para llenar el depósito superior hasta alcanzar su volumen máximo con los dos grupos tardaría:



$$\frac{2880000 \text{ m}^3}{3 * 30,4 \text{ m}^3/\text{s}} = 31578,95\text{s} * \frac{1\text{h}}{3600\text{s}} = 8,77 \text{ horas}$$

Se suponen unas 9 horas para recargar el depósito completo.

Se alcanzan las 8:00 y hasta las 23:00 se turбина:

$$3\text{h} * \frac{3600\text{s}}{1\text{h}} * \frac{103,2 \text{ m}^3}{1\text{s}} = 1114560 \text{ m}^3$$

De 23:00 a 20:00 se vuelve a bombear:

$$9\text{h} * \frac{3600\text{s}}{1\text{h}} * \frac{3 * 30,4 \text{ m}^3}{1\text{s}} = 2954880 \text{ m}^3$$

Se turбина de 20:00 h a 23:00 h y se bombea hasta las 8:00 de la mañana

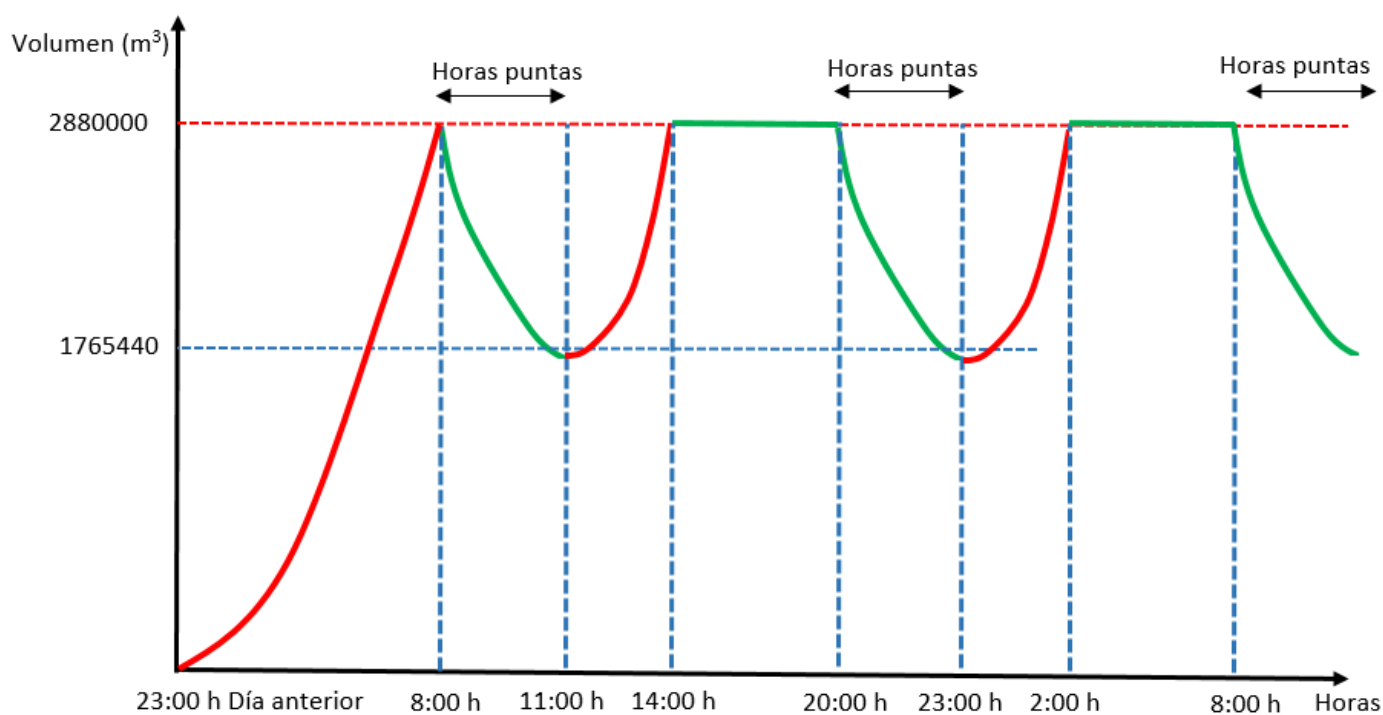
$$9\text{h} * \frac{3600\text{s}}{1\text{h}} * \frac{2 * 30,4 \text{ m}^3}{1\text{s}} = 2954880 \text{ m}^3$$

A partir de ahí se gestiona de la siguiente manera:

Con la siguiente premisa de que ahora no se necesita un día de bombeo completo para llenar el depósito superior, ya que con dos bombas ya se puede mantener un régimen permanente entre el bombeo y la producción de energía. Además, paralelamente se va produciendo energía con los módulos de generación eólico ya que hay horas en los que se mantiene estático la central de bombeo.

Funcionamiento	m <sup>3</sup>	%Volumen	Acumulado	%volumen	Horas	Día
Carga depósito superior	2880000	100	2880000	100	9	1
3h turbinando	1114560	38,7	1765440	61,3	3	2
3 h bombeando	1094400	38	2880000	100	3	2
6 h eólico en red	0	0	2880000	100	6	2
3h turbinando	1114560	38,7	1765440	61,3	3	2
3 h bombeando	1094400	38	2880000	100	3	2
6 h eólico en red	0	0	2880000	100	6	2
3h turbinando	1114560	38,7	1765440	61,3	3	3
3h bombeando	1094400	38	2880000	100	3	3
6h eólico en red	0	0	2880000	100	6	3
3h turbinando	1114560	38,7	1765440	61,3	3	3
3 h bombeando	1094400	38	2880000	100	3	3
6 h eólico en red	0	0	2880000	100	6	3

Tabla 10. Funcionamiento de la central con el parque eólico completo. Fuente: Propia.



Gráfica 3. Funcionamiento horario de la central híbrida completa. Fuente: Propia.

No será necesario un día para volver a llenar el depósito superior, ya que alcanza un régimen permanente, que se puede hacer variar, si no se quiere estar siempre alcanzando el máximo para que la estructura del depósito superior no sufra tanto.

## 8.4. Viabilidad económica de la central

Aunque al nivel que se está trabajando no se tendrá un presupuesto bien definido, sí que podemos dar una visión de la viabilidad económica a escala global y una visión de los rangos económicos con los que se trabaja en éste tipo de proyectos.

Antes de hacer el estudio de la viabilidad se parte de una serie de hipótesis:

- Para medir si el proyecto es viable se recurrirá a los criterios de VAN y TIR, para estudiar la inversión.
- La viabilidad se estudiará por etapas, siendo la primera etapa lo que supone la inversión de un solo módulo de aerogeneradores. La segunda lo que supone la inversión de dos y la última con los tres módulos diseñados.
- Los datos referentes a la producción son los que han ofrecido los operarios de la central de Guillena. No siendo los más objetivos, pero con la idea de trabajar con datos lo más realistas posibles.

### → Inversión de un solo módulo:

La inversión aproximada que supone un solo módulo ronda los 120 millones de euros y según un estudio de la empresa Gamesa, que es fabricante de aerogeneradores de 5MW y donde me he basado para el diseño de los aerogeneradores, el mantenimiento ronda el 2% de la inversión inicial anualmente. En este coste, se incluye el precio de la construcción de los 16 aerogeneradores, con sus conexiones, el volante de inercia y el transformador. Se estima que la vida útil de los aerogeneradores ronda entre los 25-30 años según el fabricante.

En lo referente a los ingresos, se tiene la siguiente estrategia:

→ El módulo accionará uno de los grupos como bomba, mientras los demás están desconectados de la red. Y empieza a llenar el depósito superior:

El volumen máximo del depósito superior es de unos 2880000 m<sup>3</sup> y una bomba del grupo de Guillena mueve unos 30,4 m<sup>3</sup>/s

$$\frac{2880000 \text{ m}^3}{30,4 \text{ m}^3/\text{s}} = 94736,84 \text{ s} * \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 26,32 \text{ horas}$$

Aproximadamente tarda un día completo en llenar el depósito un solo grupo. Hay que comentar que esto ayudará a mantener la vida útil de la planta hidráulica, puesto que si se va alternando el grupo que se acciona como bomba, cada bomba solo funcionaría cada tres días y la que se usa trabaja a un régimen constante que no fuerza la máquina y no hace tantos arranques ni paradas.

La idea es producir energía con la central de bombeo y en las horas punta. Aproximadamente a lo largo del día se producen 2 zonas de horas puntas, una entre las 8-11 de la mañana y otra entre las 20-23 de la noche, son unas 6 horas en total y generalmente en que el precio de la electricidad es más alto.

A esas horas los tres grupos descargan toda el agua que puedan del depósito superior, con los tres grupos en modo turbina, son capaces de transformar mucha potencia eléctrica que inyectan a la red además de que el parque eólico puede suministrar también a la red paralelamente.

De esta manera se consigue vender energía eólica a precio de bombeo. Ya que para producir energía eléctrica no ha hecho falta pagar electricidad para bombear. Ya el juego no consiste en trabajar con las horas valle y punta, sino con el volumen del depósito superior y con las horas punta, e incluso, podrían descargar a cualquier hora, porque aun siendo hora valle, al no haber diferencia de coste eléctrico, porque la produce el propio parque eólico, también proporcionaría un beneficio.

Las tres turbinas descargan:

$$34,4 \frac{m^3}{s} * 3 \text{ grupos} = 103,2 m^3/s$$

$$\frac{2880000 m^3}{103,2 \frac{m^3}{s}} = 27906,98 s * \frac{1h}{3600s} = 7,75 \text{ horas}$$

→ unas 8 horas en descargar el depósito superior completo

Por tanto, con un solo módulo hará falta que los aerogeneradores bombeen 24 horas para disponer de las 6 horas punta de turbinas más óptima.

Se estima que producirá energía unos 205 días al año.

Aunque el rendimiento de la turbina es de 74%, se estima un 70% y nos ponemos del lado de la seguridad, ya que no se sabe si en ese rendimiento está incorporado un rendimiento mecánico producido por el eje de la máquina y las uniones alternador-turbina.

#### Costes con un solo módulo:

- ➔ Inversión inicial consta de los 16 aerogeneradores con su instalación completa, conexiones, volante de inercia y ampliación subestación eléctrica. Se ha estimado un precio:

120 Millones de Euros → 120.000.000 Euros

- ➔ Coste de mantenimiento del parque eólico y todo los sistemas comentados anteriormente, según fabricante se estima un valor global del 2% de la inversión inicial, por tanto se estima:

0,02\*120.000.000 → 2.400.000 Euros (2,4 Millones de euros anuales)

A simple vista y comparándolo con proyectos similares, parece más que razonable.

- ➔ Coste de mantenimiento de la central de bombeo de Guillena anual. Se ha estimado que es un valor en general inferior al millón de euros, pero para mayor seguridad y porque puede que al tener que funcionar de diferente manera tenga que tener un mantenimiento más exhaustivo se estima en 1,2 Millones de euros que aproximadamente se puede decir que es un 1% del valor inicial de la inversión inicial:

0,01\*120.000.000 → 1.200.000 Euros (1,2 Millones de euros anuales)

Consecuentemente, el coste de mantenimiento global sería un 3% del coste inicial, a simple vista, un valor razonable.

#### Ingresos producidos por la central con un solo módulo:

- ➔ El precio de hora punta estimado es de 63 euros por MWh en horas punta, según los operarios de Guillena. Observando los datos ofrecidos por OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) que según este año el precio varía entre los 35 Euros/MWh (hora valle) y los 65 Euros/MWh (hora punta) se ha estimado un precio medio de hora punta de unos 58 Euros/MWh para ser conservador.
- ➔ Como necesita al menos 1 día por semana para recargar el depósito superior pues se supone que no podrá producir los 365 días al año, se ha estimado unos 205 días de producción (contando días de paradas por mantenimiento).
- ➔ Se estima una vida útil de 30 años, porque es dato del fabricante (Gamesa) y por tanto la vida útil del proyecto.
- ➔ La potencia diaria de bombeo correspondería a los tres grupos turbina en régimen permanente, con el rendimiento con estimación pesimista:



$$\text{Potencia}_{\text{diaria}} = 6 \text{ horas} * 3 \text{ grupos}_{\text{turbina}} * (71,8 \text{ MW} * 0,7) = 904,68 \text{ MWh}$$

➔ Los ingresos por día serán las 6 horas de bombeo en hora punta más lo generado por el módulo eólico que inyecta potencia a esas horas:

$$\text{Ingresos}_{\text{diarios}} = 58 \frac{\text{Euros}}{\text{MWh}} * 904,68 \text{ MWh} + 58 \frac{\text{Euros}}{\text{MWh}} * (16 \text{ aerogeneradores} * 5 \text{ MW} * 6 \text{ horas})$$

$$\text{Ingresos}_{\text{diarios}} = 80.311 \text{ Euros al día}$$

➔ Los ingresos anuales son los ingresos diarios por los días estimados de producción:

$$\text{Ingresos}_{\text{anuales}} = 80311 \frac{\text{Euros}}{\text{día}} * 205 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 16.464.000 \text{ Euros}$$

Costes			Ingresos	
Inversión Inicial	120.000.000 Euros		Precio hora punta	58 Euros/MWh
Coste Mantenimiento anual Parque eólico+sistemas	0.02*120.000.000	2.400.000 Euros	Días de producción	205 días
			Potencia diaria (Bombeo)	904,68 MWh
			Ingresos por día	80311 Euros
Coste Mantenimiento anual Central Bombeo	0.01*120.000.000	1.200.000 Euros	Ingresos anuales	16.464.000 Euros
			Vida útil	30 años

Tabla 11. Tabla de datos de costes e ingresos central con un solo módulo. Fuente: Propia.

El cálculo del VAN sería:

$$VAN = -120.000.000 + \sum_{n=1}^{30} \frac{16.464.000 \text{ Euros al año} - 0,03 * 120.000.000}{(1 + i)^n}$$

Y el TIR se calcula como:

$$0 = -120.000.000 + \sum_{n=1}^{30} \frac{16.464.000 \text{ Euros al año} - 0,03 * 120.000.000}{(1 + TIR)^n}$$

<b>VAN</b>	<b>1.266.400 Euros</b>
<b>TIR</b>	<b>0,1013 (10,13%)</b>

Tabla 12. Soluciones VAN y TIR con un solo módulo. Fuente: Propia.

Se observa que  $VAN > 0$ , consecuentemente el proyecto es viable económicamente. A pesar de que no sea uno proyecto con un gran motor económico, al menos la idea y criterios elegidos son correctos y el proyecto no sale como inversión negativa y por esta razón, es un proyecto a tener en cuenta.



Figura 176. Parque eólico muy similar al diseño del módulo uno de nuestra central. Fuente: Propia.

→ Inversión del segundo módulo:

Costes de dos módulos:

- ➔ Inversión inicial consta de dos módulos de 16 aerogeneradores de 5 MW con su instalación completa, conexiones, volante de inercia y ampliación subestación eléctrica. Se ha estimado un precio:

280 Millones de Euros → 280.000.000 Euros

- ➔ Coste de mantenimiento del parque eólico y todo los sistemas comentados anteriormente, según fabricante se estima un valor global del 2% de la inversión inicial, por tanto se estima:

$0,02 \cdot 280.000.000 \rightarrow 5.600.000$  Euros (5,6 Millones de euros anuales)

A simple vista y comparándolo con proyectos similares, parece más que razonable. E incluso podría ser un precio mucho más bajo, porque los aerogeneradores no tienen muchas horas de mantenimiento y todos los demás sistemas son sistemas robustos.

- ➔ Coste de mantenimiento de la central de bombeo de Guillena anual. Se ha estimado que es un valor en general inferior al millón de euros, pero para mayor seguridad y porque puede que al tener que funcionar de diferente manera tenga que tener un mantenimiento más exhaustivo se estima en 1,2 Millones de euros que aproximadamente se puede decir que es un 1% del valor inicial de la inversión inicial, se estima mucho más para quedarnos en el lado de la seguridad:

$0,01 \cdot 280.000.000 \rightarrow 2.800.000$  Euros (2,8 Millones de euros anuales)

Consecuentemente, el coste de mantenimiento global sería un 3% del coste inicial, a simple vista, un valor razonable.

Ingresos producidos por la central con dos módulos:

- ➔ El precio de hora punta estimado es de 63 euros por MWh en horas punta, según los operarios de Guillena. Observando los datos ofrecidos por OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) que según este año el precio varía entre los 35 Euros/MWh (hora valle) y los 65 Euros/MWh (hora punta) se ha estimado un precio medio de hora punta de unos 58 Euros/MWh para ser conservador. Y se tomará un valor de 40 Euros/MWh para las horas que no sean punta, que es un precio medio pesimista para cuando los aerogeneradores generen y ni se bombea ni se turbinan.
- ➔ Como ya no se necesita 1 día por semana para recargar el depósito superior se ha estimado unos 350 días de producción (contando días de paradas por mantenimiento).
- ➔ Se estima una vida útil de 30 años, porque es dato del fabricante (Gamesa) y por tanto la vida útil del proyecto.
- ➔ La potencia diaria de bombeo correspondería a los tres grupos turbina en régimen permanente, con el rendimiento con estimación pesimista:

$$\text{Potencia}_{\text{diaria}} = 6 \text{ horas} * 3 \text{ grupos}_{\text{turbina}} * (71,8 \text{ MW} * 0,7) = 904,68 \text{ MWh}$$

- ➔ Los ingresos por día serán las 6 horas de bombeo en hora punta más lo generado por el módulo eólico que inyecta potencia a esas horas más lo que generan los módulos al estar el depósito superior a su volumen máximo y no turbinar:

$$\begin{aligned} \text{Ingresos}_{\text{diarios}} = & 58 \frac{\text{Euros}}{\text{MWh}} * 904,68 \text{ MWh} + 58 \frac{\text{Euros}}{\text{MWh}} * 2 * (16 \text{ aerogeneradores} * 5 \text{ MW} * 6 \text{ horas}) \\ & + 40 \frac{\text{Euros}}{\text{MWh}} * 2 \text{ Módulos} * 16 \text{ aerogeneradores} * 5 \text{ MW} * 8 \text{ horas} \end{aligned}$$

$$\text{Ingresos}_{\text{diarios}} = 159.351 \text{ Euros al día}$$

Hay que tener en cuenta que aproximadamente unas 8 horas son las que inyectan energía a la red cuando no se turbinan ni bombea.

- ➔ Los ingresos anuales son los ingresos diarios por los días estimados de producción:

$$\text{Ingresos}_{\text{anuales}} = 159.351 \frac{\text{Euros}}{\text{día}} * 350 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 55.773.004 \text{ Euros/año}$$

Costes			Ingresos	
Inversión Inicial	280.000.000 Euros		Precio hora punta	58 Euros/MWh
Coste Mantenimiento anual Parque eólico+sistemas	0.02*280.000.000	5.600.000 Euros	Días de producción	350 días
			Potencia diaria (Bombeo)	904,68 MWh
			Ingresos por día	159.351 Euros
Coste Mantenimiento anual Central Bombeo	0.01*280.000.000	2.800.000 Euros	Ingresos anuales	55.773.004 Euros
			Vida útil	30 años

Tabla 13. Tabla de datos de costes e ingresos central con dos módulos. Fuente: Propia.

El cálculo del VAN sería:

$$VAN = -280.000.000 + \sum_{n=1}^{30} \frac{55.773.004 \text{ Euros al año} - 0,03 * 280.000.000}{(1 + i)^n}$$

Y el TIR se calcula como:

$$0 = -280.000.000 + \sum_{n=1}^{30} \frac{55.773.004 \text{ Euros al año} - 0,03 * 280.000.000}{(1 + TIR)^n}$$

<b>VAN</b>	<b>166.580.000 Euros</b>
<b>TIR</b>	<b>0,1677 (16,77%)</b>

Tabla 14. Soluciones VAN y TIR con dos módulos. Fuente: Propia.

Se observa que  $VAN > 0$ , consecuentemente el proyecto es viable económicamente. Se observa que además de ser viable ( $VAN > 0$ ) el valor del VAN es del orden de la inversión, así que podría decirse que a medida que aumentamos el número de módulos, la inversión mejora y es mucho más llamativa económicamente para atraer a más inversores.

→ Inversión del tercer módulo:

Costes con los tres módulos:

- ➔ Inversión inicial consta de los tres módulos que igualan la potencia de los tres grupos hidráulicos, 16 aerogeneradores de 5 MW con su instalación completa, conexiones, volantes de inercia y ampliación subestación eléctrica. Se ha estimado un precio:

450 Millones de Euros → 450.000.000 Euros

- ➔ Coste de mantenimiento del parque eólico y todo los sistemas comentados anteriormente, según fabricante se estima un valor global del 2% de la inversión inicial, por tanto se estima:

$0,02 * 450.000.000 \rightarrow 9.000.000$  Euros (9 Millones de euros anuales)

Seguramente los costes de mantenimiento nunca alcancen estas cifras, excepto que haya que hacer muchos mantenimientos correctivos que provoquen reponer piezas muy caras o cambio de algún aerogenerador, como pueden ser roturas de palas o por incendio. A continuación se muestran varios ejemplos:



Figura 177. Incendio de un aerogenerador en México. Fuente: fallos en aerogeneradores.





Figura 178. Incendio de un aerogenerador en Alemania. Fuente: Fallos en aerogeneradores.

Por esta razón, se puede dejar los 9 millones como un valor válido para hacer la viabilidad, porque tenemos un gran número de aerogeneradores y todo es posible.

- ➔ Coste de mantenimiento de la central de bombeo de Guillena anual. Se ha estimado que es un valor en general inferior al millón de euros, pero para mayor seguridad y porque puede que al tener que funcionar de diferente manera tenga que tener un mantenimiento más exhaustivo se estima en 1,2 Millones de euros que aproximadamente se puede decir que es un 1% del valor inicial de la inversión inicial, se estima mucho más para quedarnos en el lado de la seguridad:

$$0,01 \cdot 450.000.000 \rightarrow 4.500.000 \text{ Euros (4,5 Millones de euros anuales)}$$

Consecuentemente, el coste de mantenimiento global sería un 3% del coste inicial, a simple vista, un valor razonable.

#### Ingresos producidos por la central con un solo módulo:

- ➔ El precio de hora punta estimado es de 63 euros por MWh en horas punta, según los operarios de Guillena. Observando los datos ofrecidos por OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) que según este año el precio varía entre los 35 Euros/MWh (hora valle) y los 65 Euros/MWh (hora punta) se ha estimado un precio medio de hora punta de unos 58 Euros/MWh para ser conservador. Y se tomará un valor de 40 Euros/MWh para las horas que no sean punta, que es un precio medio pesimista para cuando los aerogeneradores generen y ni se bombea ni se turbina.
- ➔ Se tomarán unos 358 días de producción, ya que se descuentan posibles paradas por mantenimiento y de otro tipo.
- ➔ Se estima una vida útil de 30 años, porque es dato del fabricante (Gamesa) y por tanto la vida útil del proyecto.
- ➔ La potencia diaria de bombeo correspondería a los tres grupos turbina en régimen permanente, con el rendimiento con estimación pesimista:

$$\text{Potencia}_{\text{diaria}} = 6 \text{ horas} * 3 \text{ grupos}_{\text{turbina}} * (71,8 \text{ MW} * 0,7) = 904,68 \text{ MWh}$$

- Los ingresos por día serán las 6 horas de bombeo en hora punta más lo generado por el módulo eólico que inyecta potencia a esas horas más lo que generan los módulos al estar el depósito superior a su volumen máximo y no turbinar:

En éste caso, son 12 horas las que producen energía los módulos cuando el depósito está en cota máxima y ni se bombea ni turbina.

$$\begin{aligned} \text{Ingresos}_{\text{diarios}} &= 58 \frac{\text{Euros}}{\text{MWh}} * 904,68 \text{ MWh} + 58 \frac{\text{Euros}}{\text{MWh}} * 3 * (16 \text{ aerogeneradores} * 5 \text{ MW} * 6 \text{ horas}) \\ &\quad + 40 \frac{\text{Euros}}{\text{MWh}} * 3 \text{ Módulos} * 16 \text{ aerogeneradores} * 5 \text{ MW} * 12 \text{ horas} \end{aligned}$$

$$\text{Ingresos}_{\text{diarios}} = 251.191,44 \text{ Euros al día}$$

- Los ingresos anuales son los ingresos diarios por los días estimados de producción:

$$\text{Ingresos}_{\text{anuales}} = 251.191 \frac{\text{Euros}}{\text{día}} * 358 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 89.926.535 \text{ Euros/año}$$

Costes			Ingresos	
Inversión Inicial	450.000.000 Euros		Precio hora punta	58 Euros/MWh
Coste Mantenimiento anual Parque eólico+sistemas	0.02*450.000.000	9.000.000 Euros	Días de producción	358 días
			Potencia diaria (Bombeo)	904,68 MWh
			Ingresos por día	251.191 Euros
Coste Mantenimiento anual Central Bombeo	0.01*450.000.000	4.500.000 Euros	Ingresos anuales	89.926.535 Euros
			Vida útil	30 años

Tabla 15. Tabla de datos de costes e ingresos de la central híbrida completa. Fuente: Propia.

El cálculo del VAN sería:

$$VAN = -450.000.000 + \sum_{n=1}^{30} \frac{89.926.535 \text{ Euros al año} - 0,03 * 450.000.000}{(1+i)^n}$$

Y el TIR se calcula como:

$$0 = -450.000.000 + \sum_{n=1}^{30} \frac{89.926.535 \text{ Euros al año} - 0,03 * 450.000.000}{(1+TIR)^n}$$

<b>VAN</b>	<b>270.470.000 Euros</b>
<b>TIR</b>	<b>0,1683 (16,83%)</b>

Tabla 16. Soluciones VAN y TIR de la central híbrida completa. Fuente: Propia.

Se observa que  $VAN > 0$ , consecuentemente el proyecto es viable económicamente. Se observa que además de ser viable ( $VAN > 0$ ) el valor del VAN es del orden de la inversión, así que podría decirse que a medida que aumentamos el número de módulos, la inversión mejora y es mucho más llamativa económicamente para atraer a más inversores.



Figura 179. Parque eólico de dimensiones parecidas a las del proyecto cerca de Osuna (Sevilla). Fuente: Propia.

## 8.5. Posibles fallos de la central

Como en todos los proyectos, la idealidad no existe y se pueden producir fallos o problemas en la gestión. En éste apartado, se muestran los fallos más generales que pueden ocurrir:

Puede ocurrir que la velocidad del viento sea tan baja que no alcance régimen nominal en todos los aerogeneradores, aunque éste efecto afecta menos si están los tres módulos, puesto que ya se ha visto que hasta con un tercio del parque se pueden obtener beneficios, si es verdad, que para una disminución de la potencia de los aerogeneradores los grupos bomba no podrían elevar agua a la velocidad nominal o incluso no subirían ya que no encontrarse en régimen nominal provocaría grandes fallos mecánicos en la bomba. Para estos casos, la central hidráulica puede seguir trabajando como lo hacía antes. Es decir, bombear agua con energía de la red en las horas valle.

E incluso podría darse el caso de que el parque suministre energía a la red y aun así se bombee usando energía de la red, ya que la central está preparada para ello, cuenta con esa flexibilidad para adaptarse a todo tipo de situaciones.

Otro problema que podría ocurrir, es que la previsión de la demanda falle por algún tipo de problema en el sistema nacional y la demanda disminuya bruscamente y se vean obligados a dejar de generar. Respecto a la central hidráulica no hay problema porque tarda pocos minutos en parar la central como se ha comentado anteriormente y se quedaría a la espera. Pero el parque eólico si está generando no se puede desconectar. Podría haber dos situaciones:

La primera es que si existe un volumen disponible de agua en el depósito superior, se active el modo bomba con la energía de los aerogeneradores hasta alcanzar ese límite, lo que ofrece un tiempo para que la red se adapte de nuevo a su forma original. Por eso, es recomendable que como el bombeo se va a mantener entre dos franjas de volumen como se ha comentado anteriormente. Se deje siempre un volumen de emergencia.

En el caso de que no hubiera éste volumen o ya se ha utilizado, la única alternativa es verter a la red y que la red ya distribuya como pueda o venda a Francia, Portugal o Marruecos como hace hoy día

en estas situaciones con las renovables. Téngase en cuenta que los módulos cuentan con sistemas de volante de inercia que al fin y al cabo es otro sistema de almacenamiento de energía que podría ayudar en tal caso.

## 8.6. Conclusiones

Según éste estudio, modificar la central de Guillena como central de almacenamiento de energía de un parque eólico es viable técnica y económicamente.

Además es una forma de aprovechar una tecnología robusta y consensuada en el tiempo como es la tecnología hidráulica y usarla en algo tan novedoso como es el almacenamiento de energía de parque eólicos. De una manera eficiente, renovable y respetando el medio ambiente.

Además, como se comentó en la introducción, el proyecto va en la línea del estudio de Deloitte, siendo un proyecto con visión de futuro y a la vanguardia de la tecnología. Que cubre una necesidad tan importante como es la gestión energética, con recursos que ya se disponen y que ayudan a la concordancia de mayor demanda energética y respeto por el medio ambiente.

Por último, añadir que Deloitte definía un presupuesto nacional necesario para implantar las mejoras necesarias para éste salto generacional de unos 385 millones de euros, que si nos fijamos es del orden de los 400 millones de euros que supone de inversión un proyecto de esta envergadura y tan ambicioso. Recordando además que como la inversión puede ser progresiva de unos 120 Millones, se podría dar el caso de que las centrales de bombeo de nuestro país en pocos años podría ir evolucionando para ser todas centrales híbridas e incluso construir nuevas centrales híbridas para ampliar la potencia instalada del país acorde a la demanda necesaria. De tal manera que cuando llegue el año 2050 (año de compromiso medioambiental para España y Europa) no haya dependencia de carbón y petróleo, las emisiones de CO<sub>2</sub> sean muy pocas o despreciables y todo sean centrales renovables bien gestionadas.

El proyecto puede servir como referencia para otras centrales de bombeo, como por ejemplo la de Tajo de la Encantada que también se encuentra en Andalucía y pertenece a la misma empresa que la de Guillena.



## REFERENCIAS

- [1] Rosa María Laguna Ruz, “*Diseño de turbina Kaplan mediante Fluidos Computacional*”. Proyecto fin de carrera, 2015
- [2] Fernando Moreno Haya, “*Estudio Numérico de los Fenómenos Transitorios Aplicados a una Central Hidráulica de Bombeo Puro*”. Proyecto fin de carrera, 2012
- [3] [www.iea.org](http://www.iea.org)
- [4] [www.panoramio.com](http://www.panoramio.com)
- [5] [www.fuenteantigüedad.com](http://www.fuenteantigüedad.com)
- [6] “*Apuntes de Sistemas de Energía Eléctrica*”, Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla. Master Ingeniería Industrial.
- [7] “*Apuntes de Subestaciones*”. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla. Master Ingeniería Industrial.
- [8] “*Apuntes de Ingeniería Civil sobre turbinas*”, Escuela Técnica Superior de Ingenieros. Universidad de Sevilla.
- [9] Consultoría Deloitte, “*Un modelo energético sostenible para España en 2050*”
- [10] Autores varios. Centrales Hidroeléctricas de España
- [11] Autores varios. Sevillana de Electricidad. Cien años de historia. 1994
- [12] Autores varios. El Guadalquivir: Canalización y electricidad. 2013
- [13] Autores varios. Centrales Hidroeléctricas III. Grupo de formación de Empresas eléctricas. 1986
- [14] Acciona, datos de empresa
- [15] Endesa, datos de empresa
- [16] Endesa Generación, datos de empresa
- [17] Endesa, “*Central de Guillena*”, datos de empresa
- [18] Sevillana de Electricidad, datos de empresa
- [19] Confederación hidrográfica del Guadalquivir, “*Centrales hidroeléctricas del Guadalquivir*”
- [20] Emasesa, “*TecnoAqua*”, datos de empresa
- [21] Gamesa, “*Catálogo de aerogeneradores de 5 MW*”, catálogo
- [22] Voith Catálogo, catálogo
- [23] Ejemplos de Fluent
- [24] “*Tecnología turbinas Francis*”, revista
- [25] “*Distribuidores de turbinas Francis*”, revista
- [26] Claudio Mataix Planas(2009) Turbomáquinas Hidráulicas :Turbinas, Bombas, Ventiladores.
- [27] Alberto Espinosa, “*Energía*”, artículo
- [28] GEMASOLAR, “*Almacenamiento de energía en centrales termosolares*”, datos de empresa
- [29] Bernard Multon et Jacques, “*Funcionamiento de plantas CAES*”, artículo

- [30] Código técnico de la edificación (CTE), “*Mapa de vientos*”
- [31] Asociación para el desarrollo de la energía solar y renovables en Andalucía.
- [32] AEE, “*Mapa de parque eólicos en España*”
- [33] Revista eólica y del vehículo eléctrico, “*Aerogeneradores*”, revista
- [34] Diseño aerodinámico aerogeneradores, “*Tipología de aerogeneradores*”
- [35] Centrales eólicas de España
- [36] Centrales eléctricas, “*Interior de un aerogenerador*”
- [37] Google Earth
- [38] Google Maps
- [39] Parque eólico de Gorona del Viento, “*Proyecto innovador de la Isla del Hierro*”, artículo
- [40] Proyecto Central Hidroeólica de Canarias, artículo
- [41] Volante de Inercia para energías renovables (REE), “*Volantes de Inercia*”
- [42] Westermeerwind, “*Installation of wind turbines*”, artículo
- [43] “*El hierro, la isla renovable*”, artículo
- [44] Ministerio de Industria, turismo y comercio, “*Variable de producción energética del viento*”
- [45] Parques eólicos de América.

# ANEXO I: DELOITTE

Monitor  
Deloitte.

Un modelo energético sostenible  
para España en 2050  
Recomendaciones de política  
energética para la transición



Madrid, 2016

## Resumen ejecutivo

### La lucha contra el cambio climático

La comunidad internacional ha adquirido el compromiso de alcanzar la neutralidad de emisiones entre 2050-2100.

En 2011, la Unión Europea confirmó sus objetivos de reducción de emisiones GEI en el horizonte 2050: entre un 80% y un 95% respecto al nivel de 1990.

El Acuerdo de París, alcanzado en la 30ª Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, incluye el compromiso de alcanzar la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) entre 2050 y 2100 para contener el incremento de la temperatura de la Tierra.

### El modelo energético en el horizonte 2050

El cambio en las formas de producción y consumo de energía entre hoy y 2050 es imprescindible para la reducción de emisiones.

España emitió 322 MtCO<sub>2</sub> equivalentes en el año 2013, de las cuales 240 millones provinieron de usos energéticos y los 82 millones restantes correspondieron a otros usos no energéticos<sup>1</sup>.

El compromiso europeo de reducción de emisiones GEI entre un 80% y un 95% en 2050 supondrá para España, dependiendo del año de referencia considerado, que las emisiones se limiten hasta un valor muy reducido de entre 14 y 88 MtCO<sub>2</sub>. Para esto, independientemente de los compromisos concretos

que finalmente vinculen a España, los usos energéticos y no energéticos tendrán que reducir sus emisiones GEI en una magnitud muy significativa. En el caso de los usos energéticos, este objetivo únicamente se podrá alcanzar si se consigue simultáneamente:

- Cambiar vectores energéticos por otros con menores emisiones, sustituyendo el consumo de productos petrolíferos, limitándolos a usos en los que no hay alternativa viable libre de emisiones (por ejemplo, en el transporte aéreo o determinados procesos industriales), por una electrificación de la demanda y la utilización de vectores energéticos con menores emisiones (por ejemplo, la utilización de gas natural en lugar de derivados del petróleo en transporte marítimo y mercancías). Esto significaría:

- Incrementar la penetración de vehículos eléctricos desde el 0% hasta casi el 100% en 2050.
- Realizar el cambio modal de entre el 40% y el 60% del transporte pesado, que actualmente se realiza por carretera prácticamente en su totalidad (95% en 2015), a ferrocarril eléctrico.
- Intensificar el cambio a vectores energéticos de menores emisiones en los sectores residencial, industrial y de servicios mediante la electrificación y la gasificación de consumos, según corresponda. El uso de la electricidad debe incrementarse del 42% actual del consumo energético al 65-67%<sup>2</sup> en 2050.

- Desarrollar un parque de generación eléctrica basado exclusivamente en energías renovables. El futuro mix de generación eléctrica deberá alcanzar hasta el 90-100% de origen renovable en 2050 (el 38%<sup>3</sup> de la generación ha sido renovable en 2015). Conseguir este nivel de penetración significará instalar entre 145-201 GW de generación eléctrica renovable (eólica y solar fotovoltaica)<sup>4</sup>, así como la capacidad de respaldo suficiente para garantizar la seguridad de suministro.

- Implantar medidas de eficiencia energética para reducir la intensidad energética final entre un 1,6% y un 2,2% anual (en los últimos años la intensidad energética se ha venido reduciendo un 1,6% cada año), por ejemplo, mediante actuaciones en nueva edificación, rehabilitación de edificios existentes y nuevos procesos industriales.

Todas las acciones anteriores, que denominaremos "palancas de descarbonización", son indispensables para cumplir los objetivos en el horizonte 2050. Es decir, no bastará con alcanzar un mix de generación eléctrica 100% renovable si se mantiene el uso de combustibles fósiles en transporte, usos térmicos en edificación o procesos industriales. Tampoco será suficiente centrar todos los esfuerzos en la eficiencia energética, si no conseguimos un parque generador libre de emisiones.

Estimamos que las inversiones que la economía española tendría que realizar entre 2016 y 2050 en las principales actuaciones de las palancas de descarbonización alcanzarán un importe de entre 330.000 y 385.000 millones de €, dependiendo de los escenarios considerados.

Este proceso de descarbonización presentaría tres impactos positivos adicionales:

- Menor dependencia de las importaciones de productos petrolíferos (en 2013, 34.000 millones de €).
- Menor precio de la electricidad<sup>5</sup> (desde los actuales 120 €/MWh hasta los 65-75 €/MWh en 2050) – ya que aunque haya importantes inversiones que deberán recuperarse, estos costes se diluirán entre una mayor demanda.
- Mayor eficiencia energética (la electrificación disminuye el consumo energético total del país).

Las inversiones que la economía española tendría que realizar entre 2016 y 2050, en las principales actuaciones de las palancas de descarbonización, alcanzarán un importe de entre 330.000 y 385.000 millones de €

### La transición del modelo energético (2016-2030)

Existen grandes incertidumbres en el tránsito hacia un modelo descarbonizado, por lo que necesitamos políticas sólidas y flexibles durante la transición. El importante volumen de las inversiones a realizar, los largos plazos de recuperación de las mismas y la incertidumbre sobre cuándo ciertas tecnologías estarán suficientemente maduras (en prestaciones y costes) para su despliegue masivo, requieren una transición inteligente. Esta transición ha de garantizar el cumplimiento eficiente de los objetivos a largo plazo y la adaptación a la evolución de la tecnología y de los costes.

Por estas razones, el presente estudio presta especial atención a la transición entre el modelo energético actual y el que necesitamos en 2050. Debe ser una transición sólida y flexible, compuesta de políticas y medidas de las que no nos vayamos a arrepentir, que no requieran inversiones que puedan quedar obsoletas o innecesarias en función del desarrollo tecnológico.

Como se analizará en este informe, esta situación requerirá contar con todas las tecnologías y energías disponibles en el periodo de la transición. Previene prematuramente de determinadas tecnologías o combustibles (por ejemplo, nuclear, carbón, productos petrolíferos o gas) entre hoy y 2030 significaría poner en riesgo la eficiencia económica de la transición o la seguridad de suministro.

El compromiso europeo de reducción de emisiones GEI entre un 80% y un 95% en 2050 supondrá para España que las emisiones se limiten hasta un valor muy reducido de entre 14 y 88 MtCO<sub>2</sub>

<sup>1</sup> Usos no energéticos de los combustibles por ejemplo fabricación de plásticos, emisiones del sector agrícola y ganadero, uso del suelo y deforestación y residuos. En este estudio no se han analizado los posibles mecanismos para reducir las emisiones de los usos no-energéticos.

<sup>2</sup> Calculado como porcentaje sobre la energía final

<sup>3</sup> Incluye generación de biomasa

<sup>4</sup> Se ha incluido la instalación de 8 GW de nueva hidroeléctrica y biomasa

<sup>5</sup> Demanda de energía final total / Producto Interior Bruto

<sup>6</sup> No incluye inversiones realizadas a cambio modal ni a la electrificación en usos energéticos en pesca y agricultura, ni en usos no-energéticos. El valor de inversiones calculado se ha estimado como las inversiones adicionales necesarias para sustituir espacios y sistemas que descarbonizan la economía, más las inversiones precisas para instalar los activos de generación renovable y de respaldo. Las inversiones en redes de transporte y distribución energéticas no consideran el reemplazamiento de instalaciones ya existentes.

<sup>7</sup> En el caso de las inversiones en almacenamiento centralizado se ha estimado que el coste convergirá al de la tecnología convencional que proporciona el mismo respaldo, por ejemplo, ciclos combinados

<sup>8</sup> Desagregando impactos y tasas sobre precio final

**Prescindir prematuramente de determinadas tecnologías o combustibles (por ejemplo, nuclear, carbón, productos petrolíferos o gas) entre hoy y 2030 significaría poner en riesgo la eficiencia económica de la transición o la seguridad de suministro**

Para analizar la transición hasta el modelo energético en 2050 resulta útil contar con la referencia de 2030, por tratarse de un año intermedio para el que la Unión Europea ha adoptado un conjunto de objetivos sobre emisiones, renovables y eficiencia energética.

A continuación se muestra un ejemplo de cómo podría ser el sistema energético en 2030 de forma que nos situemos en el camino de cumplir los objetivos medioambientales de modo eficiente y manteniendo la seguridad de suministro. En este camino, todas las tecnologías presentan un papel relevante en el modelo:

- En 2030 sería necesario alcanzar un nivel de electrificación de entre un 35 y 39% sobre el consumo total de energía final, y aumentar el consumo de gas hasta un 29-30% por una penetración muy significativa del gas natural vehicular (GNV) y un aumento del consumo de gas en los sectores residencial, servicios e industrial.
- La penetración del vehículo eléctrico entre los turismos alcanzaría entre un 7 y un 10%, lo que requiere un nivel de ventas en 2030 de entre 600.000 y 900.000 vehículos eléctricos (en contraste con los 2.300 vendidos en 2015). En el resto de turismos (convencionales e híbridos), el consumo medio de los vehículos nuevos se reduciría a ~4,1 l/100 km en 2021<sup>9</sup> y ~3,3 l/100 km en 2030 por

unas mayores ventas del vehículo híbrido (en torno a 225.000 vehículos híbridos al año vs. 12.000 vendidos en 2014) y mejoras de eficiencia del vehículo convencional.

**El vehículo híbrido podría hacer de puente hasta el vehículo 100% eléctrico**, ya que supone una inversión inicial más parecida a la del convencional, reduce las necesidades de infraestructura de recarga y no sufre las limitaciones de prestaciones de este.

En 2030, entre un 20 y un 25% del transporte pesado debería realizarse por ferrocarril eléctrico, mientras que por carretera debería realizarse el restante 75-80%<sup>10</sup>.

El gas natural vehicular es ya una tecnología suficientemente madura que debe jugar un papel relevante en la reducción de las emisiones en el transporte pesado por carretera en esta transición.

El consumo eléctrico en los sectores residencial y de servicios debería aumentar hasta situarse entre el 61 y el 65%, y el consumo de gas tendría que aumentar hasta el 23-28% del consumo energético total en dichos sectores. Para alcanzar esta penetración desde los valores actuales el consumidor residencial necesitará invertir en nuevos equipos para usos térmicos (calefacción y agua caliente sanitaria).

En el sector industrial la electricidad tendría que aumentar su peso de un 29% a un 34-39%. Mientras que el gas debería seguir manteniendo un peso entre 44 y 46% en 2030. El rol del gas natural seguirá siendo necesario en el sector industrial, ya que la mayoría de los procesos térmicos industriales son más difícilmente electrificables.

La electrificación de la demanda descrita debería ir acompañada del desarrollo de generación de electricidad libre de emisiones. Hasta 2030 se necesitaría la instalación de entre 30 y 39 GW de capacidad renovable. La elevada necesidad de

nueva potencia renovable requiere, a su vez, de una capacidad relevante de respaldo que debería ser provista durante la transición a 2030 por centrales de combustibles fósiles, instalaciones de bombeo, interconexiones internacionales, mecanismos de gestión de la demanda y por nuevas tecnologías de almacenamiento (que aseguran no emitir ya que se podrían cargar con excedentes de generación renovable).

Es difícil prever cuándo las nuevas tecnologías de almacenamiento estarán disponibles en volumen y a coste competitivo como para dar el respaldo necesario para las puntas de demanda. En cualquier caso, parece improbable que antes de 2030 puedan dar un respaldo que pueda superar algunas horas de funcionamiento. De la misma manera, se podría argumentar que existen dudas razonables sobre la rápida disponibilidad de capacidad adicional de interconexión internacional o de nuevos mecanismos de gestión de la demanda. Por ello es necesario contar con todas las tecnologías durante la transición:

El cierre a partir de 2020 de las centrales de tecnologías convencionales, mientras no estén suficientemente desarrolladas las nuevas tecnologías de almacenamiento, requeriría nuevas centrales de gas natural.

Los ciclos combinados presentaron un funcionamiento en torno a las 1.000 horas en 2015. Con este nivel de funcionamiento y los mecanismos retributivos actuales, las plantas en operación no recuperan costes fijos, existiendo el riesgo de cierres anticipados.

En el caso de que regulatoriamente se comprometiera el cierre de las actuales centrales de carbón, significaría una nueva inversión de alrededor de 3.500 millones de € (hasta 9 GW adicionales de centrales de ciclo combinado/turbinas de gas sobre los 27 GW ya existentes).

**Es difícil prever cuándo las nuevas tecnologías de almacenamiento estarán disponibles en volumen y a coste competitivo para dar el respaldo necesario para las puntas de demanda. Por ello es necesario contar con todas las tecnologías de generación actuales durante la transición**

Estas nuevas centrales estarían condenadas a funcionar poco o nada en el periodo hasta 2050, debido a los objetivos de reducción de emisiones y a la entrada de nuevas tecnologías de almacenamiento previstas en esos años. Además, se produciría un incremento del precio mayorista que podría suponer un sobrecoste para los clientes de 25.000-35.000 millones de € (equivalente a 9-11 €/MWh) en el periodo 2020-2030.

**Las plantas nucleares contribuyen a la mitigación del riesgo del cambio climático al ser una generación completamente libre de emisiones CO<sub>2</sub>. El cierre de los 7.800 MW actualmente instalados, en caso de no extender su vida más allá de los 40 años, supondría unas emisiones adicionales de alrededor de 170 MtCO<sub>2</sub>, equivalentes hasta 2030 (equivalentes a la mitad de las emisiones totales de la economía española en 2013).**

Esta producción de base sería sustituida, en buena parte, por producción térmica convencional (en el momento en que se tendrían que empezar a cerrar las plantas nucleares, no habrá otras alternativas realistas para la producción en base). Esta sustitución podría suponer un incremento de precio del mercado diario de hasta 8-10 €/MWh en el corto plazo.

<sup>8</sup> La Unión Europea establece un objetivo a 2021 para el conjunto de vehículos nuevos de emisiones medias de 95 gramos de CO<sub>2</sub> por kilómetro de cada fabricante con unas altas superiores a 1.000 unidades, esto implica un consumo de combustible de 4,1 l/100 km de gasolina o 3,6 l/100 km de diesel.

<sup>9</sup> Expresado en km – toneladas transportadas.



de la red ferroviaria actual con el fin de maximizar la capacidad de transporte pesado; y realizar un esfuerzo de inversión plurianual y sostenido de las Administraciones Públicas para el desarrollo de las infraestructuras básicas enfocadas al cambio modal a ferrocarril del transporte pesado.

**Recomendación 5: Promover el gas natural vehicular como herramienta de transición en el transporte pesado por carretera.** Se deberán desarrollar los mecanismos adecuados y la regulación que incentiven la construcción de infraestructura de repostaje; desarrollar una estrategia de desarrollo e implantación del GNV (Gas Natural Vehicular) para el transporte pesado; y realizar campañas de divulgación entre el colectivo de transportistas y posibles usuarios para comunicar las ventajas del gas natural vehicular.

**Recomendación 6: Desarrollar un transporte marítimo sostenible, fomentando el uso de gas natural y desarrollando puertos verdes.** Para ello es necesario incentivar las inversiones en el empleo de gas natural en transporte marítimo; planificar y desarrollar la inversión en instalaciones de almacenamiento de gas natural licuado en puertos así como del sistema de recarga de diferentes

tipos de embarcaciones; fomentar la inversión en infraestructura de suministro eléctrico a las embarcaciones atracadas en los puertos; y promover los cambios regulatorios en las tarifas y en la normativa de distribución eléctrica para adaptarla a esta nueva demanda.

• Recomendaciones sobre los sectores residencial, industrial y de servicios

**Recomendación 7: Promover la reducción de emisiones del sector residencial.** Para ello es necesario definir un plan de rehabilitación de edificios existentes acompañado de un sistema de ayudas para la ejecución de las inversiones; aplicar requisitos mínimos de consumo energético o mínimos de eficiencia energética en edificios; desarrollar una regulación específica para edificios residenciales (incluyendo los existentes); definir medidas de información, por medio de campañas de concientización o de la puesta a disposición del consumidor de información clara y transparente sobre emisiones de los equipos o inmuebles; y asegurar que la tarifa eléctrica sea una señal de precio que recoja los costes reales del suministro eliminando los sobrecostes ajenos al servicio.

**Recomendación 8: Promover la reducción de emisiones en el sector servicios.** Para ello es necesario definir un Plan de Acción a largo plazo coordinado con estrategias específicas para cada uno de los segmentos del sector terciario; resolver la realidad de propietarios e inquilinos, donde uno es el responsable de las inversiones (propietario) y el agente (inquilino) es el que paga el suministro energético; crear incentivos para inversiones o facilitar el acceso a la financiación necesaria para proyectos atractivos con periodos de retorno medios-largos; establecer obligaciones de realizar inversiones en eficiencia energética en aquellos edificios sometidos a procesos de rehabilitación; y asegurar que la tarifa eléctrica sea una señal de precio que recoja los costes reales del suministro eliminando los sobrecostes ajenos al servicio.

**Recomendación 9: Fomentar el cambio de vector energético (electrificación y gasificación) y la eficiencia energética en la industria.** Para ello es necesario: analizar el impacto de la transición del modelo energético para la industria, prestando especial atención a los riesgos de deslocalización por cada tipología de industria; establecer mecanismos de financiación, o ventajas fiscales, u otros instrumentos de apoyo, para que la industria pueda realizar las inversiones necesarias; y asegurar que la tarifa eléctrica del cliente industrial sea una señal de precio que recoja los costes reales del suministro eliminando los sobrecostes ajenos al servicio.

• Recomendaciones sobre el sector eléctrico

**Recomendación 10: Establecer un marco razonable de planificación y mercado para la instalación de la generación renovable y la capacidad de respaldo necesarias para cubrir el crecimiento de la demanda.** Es preciso desarrollar y actualizar continuamente una planificación de la capacidad necesaria en el medio-largo plazo (5-10 años); y desarrollar una reforma de los mercados de electricidad para generar una señal económica a largo plazo, eficiente para la inversión, que asegure la estabilidad y fomente la instalación de tecnologías con mayor madurez y menores costes.

**Recomendación 11: Aprovechar la capacidad de generación eléctrica de respaldo ya instalada, para minimizar inversiones y costes innecesarios en el periodo de transición.** Para ello es necesario mantener la generación de respaldo mientras se desarrolla una tecnología de almacenamiento viable técnica y económicamente; realizar una reforma de los mercados de electricidad para que den la señal de precio suficiente para retribuir de modo competitivo la capacidad firme; y no incentivar nuevas inversiones en capacidad de respaldo que en un futuro puedan ser infrautilizadas (generación térmica) o inversiones prematuras en tecnologías poco maduras (almacenamiento).

**Recomendación 12: Extender la autorización de operación de las centrales nucleares hasta los 60 años en las condiciones de seguridad exigibles.** Se debe asegurar un proceso de toma de decisión basado en criterios técnicos, liderado por el Consejo de Seguridad Nuclear.

**Recomendación 13: Desarrollar una regulación que incentive las inversiones necesarias en las redes.** Es necesario definir claramente el rol de los distribuidores eléctricos en el desarrollo del vehículo eléctrico (puntos de recarga) y en la integración de las energías renovables distribuidas, de forma que se incentive la innovación, la automatización de la red y se minimicen las inversiones necesarias en la red; y desarrollar una regulación estable y que permita obtener una rentabilidad razonable sobre los capitales invertidos.

**Recomendación 14 Convertir la tarifa eléctrica en una señal de precio eficiente mediante un cambio en su estructura.** Para ello es necesario eliminar de la tarifa eléctrica aquellos sobrecostes derivados de políticas energéticas (por ejemplo política energética, industrial o territorial) que distorsionen la señal de precio de la electricidad, realizando una asignación de dichos costes entre los diferentes usos energéticos (el desarrollo de esta actuación puede suponer reducciones en los recursos disponibles para financiar determinadas políticas; estas podrían mitigarse por la aplicación de la nueva fiscalidad medioambiental definida en la Recomendación 2); y modificar el sistema tarifario actual, pasando de una estructura donde los clientes se tarifican en función del nivel de tensión de conexión a la red y de la potencia contratada, a un sistema que considere las diferentes tipologías de consumidores de la electricidad.



Cuadro 7: Análisis de los objetivos medioambientales de la Unión Europea: 2020, 2030 y 2050

	Objetivos 2020	Objetivos 2030	Objetivos 2050
	Respecto a 1990	Respecto a 2005	Respecto a 1990
<b>Emisiones GEI<sup>(1)</sup></b>			
Sectores No ETS <sup>(2)</sup>	-20%	-30%	Entre -60% y -95%
Sectores ETS <sup>(3)</sup>	-21%	-37%	-63%
<b>Penetración de renovables sobre energía final<sup>(4)</sup></b>			
	20% (10% de origen renovable en transporte)	27% (basado en 2020 con intención de aumentar el objetivo a 30%)	N/A
<b>Eficiencia energética</b>			
	20% de ahorro respecto al tendencial de 1990	27% de ahorro respecto al tendencial de 1990	N/A

Objetivo vinculante    Objetivo para la UE    Objetivo para España

(1) Incluye emisiones de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFC, PFC y NF<sub>3</sub>. No incluye las emisiones derivadas de transportes marítimos y aéreos.  
 (2) Sectores no regulados en el sistema de comercio de emisiones ETS: transporte aéreo, marítimo, transporte terrestre, agricultura, industria y construcción.  
 (3) Sectores regulados en el sistema ETS: consumo industrial, generación eléctrica y transporte de aviación.  
 (4) Dependiendo de la España a la que se refiera, el objetivo puede ser de origen renovable (ERO) o de origen final (EOF). En este caso, se refiere al EOF.  
 Fuente: Comisión Europea, análisis Ministerio Ciencia.

#### 1.4 España ha realizado un esfuerzo importante para cumplir sus compromisos para 2020

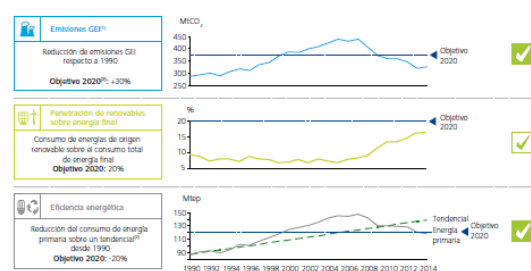
España, junto con el resto de Estados miembros de la Unión Europea, participa activamente en la lucha contra el cambio climático a través de las reuniones anuales de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, como miembro de la Unión Europea contribuye al cumplimiento de los objetivos europeos de acuerdo a las transposiciones de estos objetivos a España (ver Cuadro 7).

La transposición de los objetivos 2020 para España resultó en un objetivo de no incrementar las emisiones GEI más de un 30% tomando como referencia el año 1990. España se encuentra en la senda de cumplir los objetivos de 2020, si bien el objetivo de penetración

de energías renovables sobre energía final requiere un esfuerzo adicional para asegurar su cumplimiento (ver Cuadro 8). El avance en el cumplimiento de los objetivos se ha realizado básicamente gracias al desarrollo de la generación renovable eléctrica y por la crisis económica que ha reducido el consumo de energía, no por cambio estructural en el consumo de energía final.

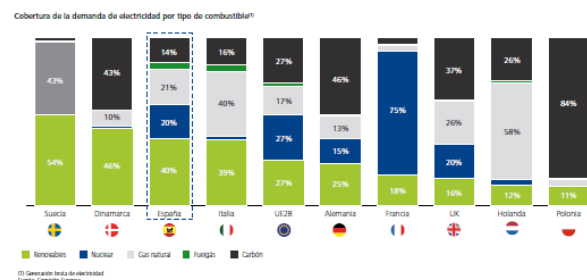
En lo que al mix de generación se refiere, la política energética española de los últimos años ha llevado a diferencias importantes respecto al habitual en la Unión Europea: alta penetración del carbón (particularmente frente a países conocidos por su apoyo a las renovables, como Alemania o Dinamarca) y una penetración de renovables por encima de la media europea y de todos los países comparables por población y tamaño (ver Cuadro 9).

Cuadro 8: Análisis del cumplimiento de objetivos medioambientales impuestos para España en el marco de la Unión Europea hasta 2020



(1) No incluye las emisiones derivadas de transportes internacionales de transporte marítimo y aéreo.  
 (2) Fuente: Dirección General de Estadística. Fuente: datos de la UE.  
 (3) Fuente: Dirección General de Estadística. Fuente: datos de la UE.  
 (4) Fuente: Dirección General de Estadística. Fuente: datos de la UE.  
 Fuente: Comisión Europea, análisis Ministerio Ciencia.

Cuadro 9: Comparación de la penetración de renovables en la generación eléctrica entre los principales países de la UE en 2013



(1) Fuente: Comisión Europea.

## 2. El modelo energético en 2050

El presente estudio parte de la premisa de que los objetivos medioambientales para 2050 se cumplirán, y se desarrollarán las condiciones económicas, regulatorias y tecnológicas para dicho cumplimiento.

El presente estudio parte de la premisa de que los objetivos medioambientales para 2050 se cumplirán, y se desarrollarán las condiciones económicas, regulatorias y tecnológicas para dicho cumplimiento. Para ello, se consideran exclusivamente aquellas combinaciones de actuaciones y políticas energéticas (que denominaremos las "palancas de descarbonización") que llevarían al cumplimiento estricto de dichos objetivos en 2050, descartando las alternativas que no permitan dicho cumplimiento o sobre las que exista mayor incertidumbre.

El estudio no pretende determinar si una actuación concreta es preferible en términos de impactos económicos, regulatorios, sociales, etc., o es más conveniente para unos u otros sectores de actividad, sino que tiene como objetivo analizar qué conjunto de actuaciones hay que realizar simultáneamente en el periodo hasta 2050 si España quiere cumplir el objetivo medioambiental indicado; quedará para un siguiente paso las reflexiones sobre oportunidades y riesgos que estas actuaciones supondrán para los distintos subsectores de la economía española.

Asimismo, existe una fuerte incertidumbre respecto a si y cuándo determinadas tecnologías, que son clave para lograr la descarbonización, no sólo habrán dejado atrás su fase de I+D, sino que estarán plenamente operativas comercialmente y en condiciones de ser adoptadas masivamente por los consumidores (por ejemplo, el vehículo eléctrico, las tecnologías de almacenamiento-baterías, las pilas de hidrógeno o la fusión nuclear).

El estudio no pretende realizar una prospección de tecnologías, ni apostar explícitamente por una u otra de las que están hoy en investigación o en fase de

desarrollo, sino que las tecnologías necesarias para descarbonizar serán desarrolladas y adoptadas, en la medida en que se necesiten, en el periodo hasta 2050.

Sin embargo, a efectos de ilustrar, por ejemplo, los costes de las inversiones a acometer, el estudio toma como base aquellas soluciones que tienen, a la fecha actual, un mayor avance en su estado de madurez, sobre las que hay suficiente literatura y estimaciones de rangos de costes como para que estos puedan ser utilizados dentro de los propósitos de este análisis. A modo de ejemplo, el estudio considera el desarrollo y plena adopción del vehículo eléctrico en el horizonte 2050, dado que hoy el vehículo eléctrico es una realidad (a pesar de que todavía ha de evolucionar la tecnología de las baterías de almacenamiento y de la falta de infraestructura de recarga), pero no considera el vehículo de pila de combustible de hidrógeno, la fusión nuclear o la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, dada la imposibilidad de tener, a día de hoy, una certeza suficiente sobre su desarrollo comercial en el horizonte 2050 y sus costes.

Por estas razones, el estudio presta especial atención a la transición entre el modelo energético actual y el que necesitamos en 2050. La transición debe ser flexible y sólida, compuesta de políticas y medidas de las que no nos vayamos a arrepentir, que no requieran inversiones que puedan quedar obsoletas o innecesarias, hundidas, en función del desarrollo tecnológico.

Mención específica requiere el tratamiento que se ha dado en el estudio a las tecnologías de almacenamiento de energía, necesarias para disponer de un parque de generación eléctrica con una alta penetración de energías renovables no gestionables.

En el almacenamiento hay una elevada incertidumbre sobre las tecnologías ganadoras y sus costes futuros. En el mundo se están realizando multimillonarias inversiones en I+D+i por parte de institutos de investigación tecnológica, universidades y fabricantes de materiales y equipos de distintos sectores de actividad (automovilístico, energético, comunicaciones, etc.). La actividad y los resultados logrados hasta ahora permiten tener una cierta razón de creer que se alcanzarán soluciones tecnológicas apropiadas para las necesidades de seguridad de suministro y respaldo que requiere un sistema eléctrico, y a unos costes competitivos, considerablemente antes de 2050. Este desarrollo hará posible que las tecnologías de almacenamiento sustituyan principalmente a las tecnologías térmicas en el suministro de respaldo a un sistema eléctrico con creciente penetración de renovables intermitentes.

A efectos prácticos, dada la imposibilidad de conocer hoy qué tecnologías de almacenamiento serán las que se desarrollen y a qué costo, el estudio considera que, sobre todo a partir de 2030, se instalará aquella capacidad de respaldo que requiera la penetración de renovables estimada. Probablemente se tratará de sistemas de almacenamiento, pero no podemos prever qué tecnología dará ese respaldo. En todo

caso, se supone que aquella tecnología que se instale tendrá un coste competitivo frente a las soluciones actuales (estimado, a efectos del estudio, en el coste actual de una tecnología convencional de gas natural).

Las actuaciones o "palancas" a considerar para la transformación del modelo energético son de carácter muy diverso (ver Cuadro 13) y se pueden agrupar en tres grandes categorías:

- **Cambiar a vectores energéticos con menores emisiones:** sustituir combustibles y vectores energéticos de mayores emisiones por otros de menor emisión (por ejemplo, sustituir carbón o petróleo por electricidad o gas natural).
- **Instalar generación eléctrica libre de emisiones:** sustituir generación eléctrica que emite por energías renovables.
- **Fomentar la eficiencia energética:** desarrollo de actuaciones dirigidas a realizar procesos de forma más eficiente o simplemente no desperdiciar energía en consumos innecesarios (por ejemplo, mejora en los aislamientos de los edificios o sistemas de iluminación automáticos con controles de presencia).

Cuadro 13: Caracterización de las palancas de descarbonización

Cambio a vector energético con menores emisiones	Generación eléctrica libre de emisiones	Eficiencia energética y conservación
<ul style="list-style-type: none"> <li>Sustitución de vehículos ligeros convencionales por vehículos híbridos o eléctricos, o con consumo de biocombustible o gas natural vehicular</li> <li>Sustitución de vehículos pesados convencionales por vehículos eléctricos, o con consumo de biocombustible o gas natural vehicular</li> <li>Desplazamiento del transporte de mercancías por carretera a transporte ferroviario (cambio modal)</li> <li>Sustitución del transporte marítimo convencional por transporte con gas natural y desarrollo de puertos verdes (suministro de energía libre de emisiones a los buques atracados en puerto)</li> <li>Electrificación del transporte ferroviario</li> <li>Electrificación y gasificación del sector residencial y sector servicios (fundamentalmente los usos térmicos)</li> <li>Uso de vectores con menores emisiones en el sector industrial</li> <li>Electrificación y gasificación de los consumos energéticos en el sector agrícola y pequeño</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instalación de generación eólica y solar fotovoltaica centralizada</li> <li>Instalación de generación fotovoltaica distribuida con y sin almacenamiento asociado</li> <li>Instalación del respaldo necesario para asegurar la garantía de suministro</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incremento de la eficiencia en la transformación de la energía en el sector residencial y servicios (por ejemplo, introducción de electrodomésticos de menor consumo, iluminación LED plenamente instalada, etc.)</li> <li>Introducción de procesos energéticamente más eficientes en el sector industrial</li> <li>Incremento de la conservación energética en edificación</li> <li>Incremento de la eficiencia en los vehículos con motores convencionales</li> <li>Instalación de sistemas de gestión de la demanda eléctrica (reducción activa del consumo en momentos de máxima demanda)</li> </ul>

La reducción del consumo de productos petrolíferos se conseguirá mediante los siguientes cambios en el modelo energético (ver Cuadro 17):

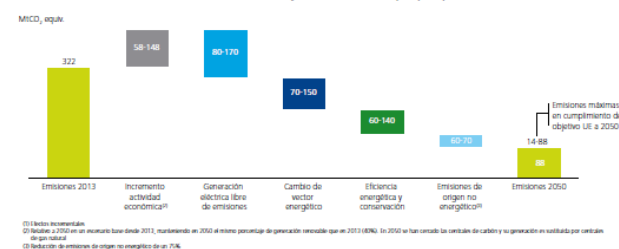
- Incrementar la penetración de vehículos eléctricos desde el 0% hasta prácticamente un 100% en 2050. Esto requerirá que desde el año 2040 la totalidad de las ventas de vehículos ligeros fuese eléctrica.
- Realizar el cambio modal de entre el 40 y el 60% del transporte pesado, que actualmente se realiza por carretera, a ferrocarril eléctrico. Esto requerirá importantes inversiones en la infraestructura ferroviaria, portuaria y logística asociada que permita la utilización de la red ferroviaria para la inmensa mayoría del transporte de mercancías internacional y nacional (excepto en el transporte de cercanías o intra-urbano, que debería electrificarse al máximo).
- Intensificar el cambio a vectores energéticos de menores emisiones en el sector residencial y de servicios, mediante la electrificación y, en menor medida, la gasificación de dichos consumos. De esta manera, la electricidad debería suponer más del 85% en 2050 en dichos segmentos. El cambio de vector energético en estos sectores se centrará en los consumos de calefacción y agua caliente sanitaria, estimándose que la elección del nuevo vector energético dependerá de la competitividad en costes de las soluciones tecnológicas disponibles y de la reglamentación de aplicación en dichos sectores (ver más detalles sobre estos aspectos en el apartado "3. La transición del sector energético 2016-2030").

## 2.1 Transformaciones necesarias en el modelo energético

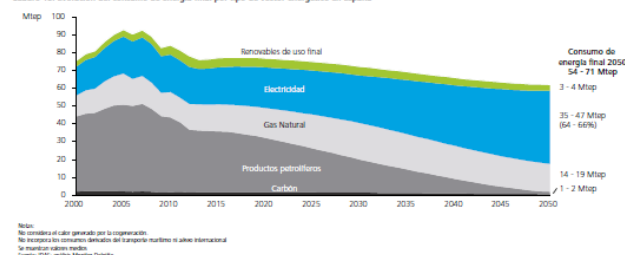
Todas las actuaciones son indispensables para cumplir los objetivos en el horizonte 2050 (ver Cuadro 14 y Cuadro 15), es decir, no se alcanzarán los objetivos si toda la generación eléctrica es renovable, pero se mantiene el actual mix de combustibles de transporte

ligero o pesado, o si, por el contrario, centramos todos los esfuerzos en la eficiencia energética (quizás la más diversa y más transversal y, por tanto, más difícil de implantar de forma estructural) y no fomentamos las renovables o seguimos utilizando gasolina y gasóleo en el transporte.

Cuadro 14: Evolución de las emisiones GEI en un escenario continuista y reducción de las mismas por tipo de palanca<sup>(1)</sup>

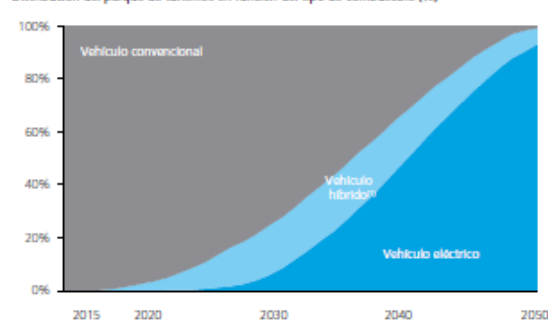


Cuadro 15: Evolución del consumo de energía final por tipo de vector energético en España

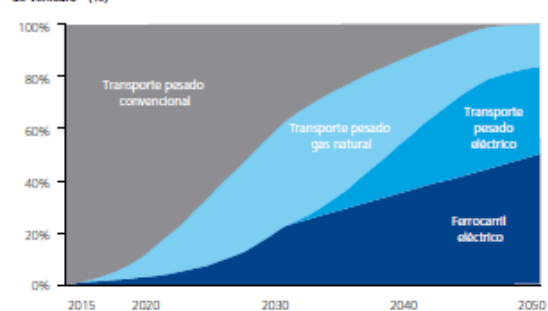


Cuadro 17: Evolución del parque de vehículos de transporte en España

Distribución del parque de turismos en función del tipo de combustible (%)



Distribución del transporte pesado que actualmente se transporta por carretera por tipo de vehículo<sup>(1)</sup> (%)



(1) Incluye vehículos híbridos e híbridos excluidos.  
(2) Representa el transporte por carretera.

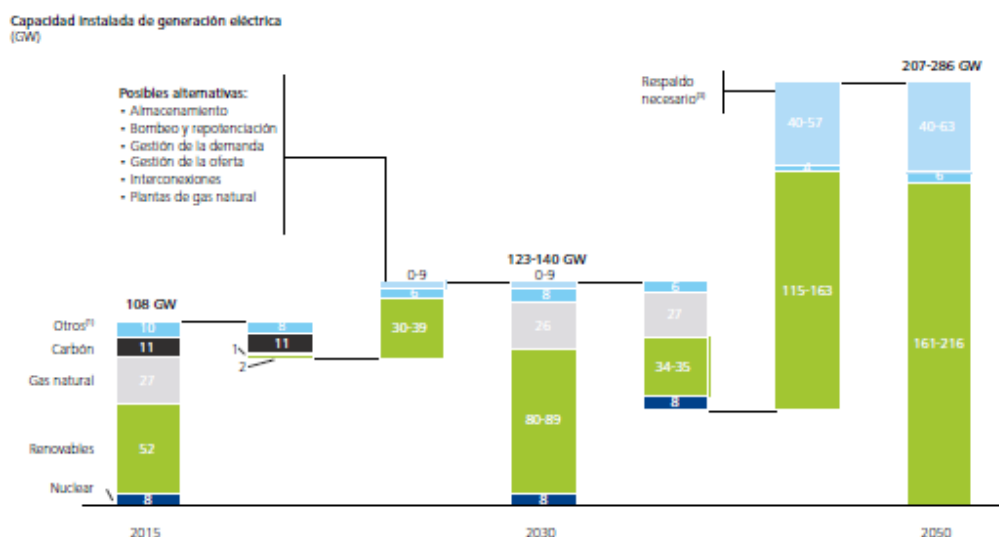
Nota: Se muestran valores medios.

Fuente: DG, MITECO, DG, análisis Monitor Deloitte

• **Desarrollar un parque de generación eléctrica basado en energías renovables.** El nuevo mix de generación eléctrica debería tener hasta el 90-100% de origen renovable (el 38%<sup>(1)</sup> de la generación ha sido renovable en 2015). Alcanzar este nivel de penetración significará instalar entre 145-201 GW de generación eléctrica renovable (eólica y solar fotovoltaica<sup>(2)</sup>) hasta 2050, así como la capacidad de

respaldo/almacenamiento suficiente para garantizar la seguridad de suministro (ver Cuadro 18). Con una gestión adecuada, toda la nueva capacidad de generación que se construya en España desde ahora debería ser renovable salvo en determinados escenarios de crecimiento de la demanda o cuando no haya sido posible implementar a tiempo otras fuentes de energía (por ejemplo, interconexiones, bombeos).

Cuadro 18: Evolución del parque de generación en el horizonte 2050



Cuadro 20: Inversiones acumuladas hasta 2050 para descarbonizar el modelo energético español<sup>(1)</sup>



## 2.2 Inversiones necesarias durante el periodo 2016-2050

Para conseguir todos estos cambios serán necesarias una serie de medidas profundas, coordinadas y consistentes en el ámbito de las políticas económica, energética, y de transporte e infraestructura, de la legislación urbanística y de construcción, que implicarán a todos los niveles de las Administraciones Públicas. Estas medidas serán necesarias para incentivar un esfuerzo inversor muy relevante y sostenido durante un largo periodo de tiempo. Las principales actuaciones supondrán, entre el año 2016 y 2050, una inversión acumulada<sup>(1)</sup> de entre 330.000 y 385.000 millones de € (ver Cuadro 20), lo que equivale a una inversión anual media de unos 10.000 millones al año (estas cifras no incluyen las inversiones necesarias para el cambio modal del transporte pesado a ferrocarril). A efectos de poner en contexto estas cifras, España ha invertido en la red ferroviaria de alta velocidad ~40.000 millones de € hasta 2013 y se estima que el sector eléctrico ha invertido entre 8.000 y 10.000 millones al año durante los últimos 10 años.

## 2.3 Beneficios de la descarbonización

Más allá de la contribución a la lucha contra el cambio climático, la descarbonización tendría tres impactos positivos: menor dependencia energética de las importaciones, menor precio de la electricidad para el consumidor y mayor eficiencia energética:

• **Menor dependencia energética de las importaciones:** en 2013 España realizó unas importaciones brutas de 416 millones de barriles equivalentes de petróleo (nuestra producción interior despreciable) por un importe de 34.000 millones de €, mientras que en 2050 se estima un consumo de 6,6-15 millones de barriles equivalentes<sup>(2)</sup>, por lo que, independientemente del precio al que pudiera cotizarse el petróleo a dicha fecha, es de suponer que la importación de dichos productos petrolíferos tendría un coste total bastante inferior al actual.

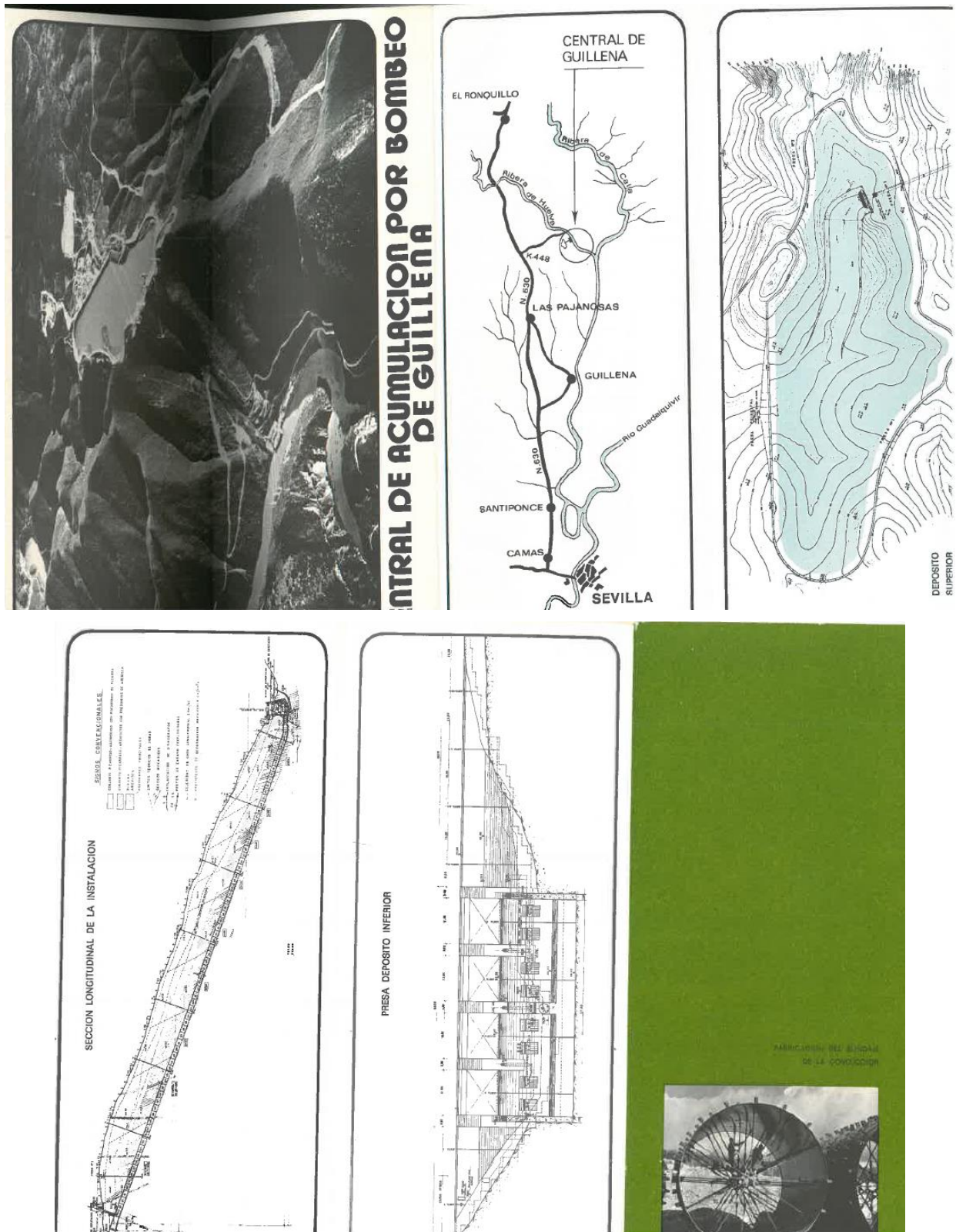


21 No incluye inversiones relativas al cambio modal ni a la electrificación en usos energéticos en pesca y agricultura, ni en usos no energéticos. El valor de inversiones calculado se ha estimado como la inversión adicional necesaria para sustituir equipos y sistemas que descarbonicen la economía, más las inversiones precisas para instalar los activos de generación renovable y de respaldo. Las inversiones en redes de transporte y distribución energética no consideran el reemplazamiento de instalaciones ya existentes.  
 En el caso de las inversiones en almacenamiento centralizado se ha estimado que el coste convergirá al de la tecnología convencional que proporciona el mismo respaldo (por ejemplo, ciclos combinados).  
 22 No incluye usos no energéticos del petróleo ni transporte aéreo y marítimo internacional.

## **ANEXO II: DATOS CENTRAL DE GUILLENA**

---







## CENTRAL DE ACUMULACION POR BOMBEO DE GUILLENA

Es la primera central de acumulación con ciclo de bombeo puro construida en España. Sus elementos fundamentales son los siguientes: un depósito superior totalmente artificial; una conducción forzada que enlaza hidráulicamente el depósito superior con una central semi-sumergida situada en la margen derecha del río Ribera de Huelva y equipada con grupos turbina-bomba; y por último un depósito inferior dentro del cual se encuentra la central y no es sino el embalse producido por una presa de gravedad situada 4 Km. aguas abajo de la central.

El depósito superior carece de aportación propia, por lo que el agua que se turba de este depósito al inferior en las horas de punta es exactamente la misma que se bombeó del depósito inferior al superior durante las horas de valle.

### CARACTERISTICAS DEL DEPOSITO SUPERIOR

Está formado por cuatro presas de gravedad que cierran otros tantos collados. La presa más importante es de planta recta y tiene una altura sobre cimientos de 34 m. Las otras tres presas son de planta curva y alturas menores (de 13 a 4,5 m.).

Superficie del depósito lleno	21,50 Hm2
Capacidad total	2,33 Hm3
Capacidad útil	2,21 Hm3

### CARACTERISTICAS DE LA CONDUCCION FORZADA

Está formada por un blindaje circular de palastro en el interior de un túnel que va desde el depósito superior a la central, con relleno de hormigón en el espacio entre la chapa y la roca del túnel. Sus características son las siguientes:

Longitud	797,70 m.
Diámetro interior	5,60 m.
Pendiente	30 %

La toma de la conducción en el depósito superior va provista de una rejilla de 160 m2 y una compuerta-vagón de 5,60 x 5,60 m.

### CARACTERISTICAS DE LA CENTRAL

Se trata de una obra de hormigón armado cuyos cimientos se encuentran a 18 m. de profundidad bajo el lecho del río y en cuyo interior

se encuentran los tres grupos reversibles vertical, formados cada uno de ellos: turbina-bomba tipo Francis y un alternador. El mismo grupo funciona como bomba dependiendo únicamente del sentido de giro.

Las características de las turbinas son las siguientes:

#### Como turbinas

Salto nominal	230 m.
Caudal nominal	34,4 m3/s
Potencia	71.800 kW
Velocidad	365 r.p.m.

#### Como bombas

Salto nominal	232,5 m
Caudal nominal	30,4 m3/s
Potencia	76.200 kW
Velocidad	365 r.p.m.

La tensión de trabajo de los alternadores es de  $13.800 \pm 7,5\%$  V. y sus características son las siguientes:

#### Como alternadores

Potencia	87.500 KW
Factor de potencia	0,8

#### Como motores

Potencia	87.500 KW
Factor de potencia	1,0

### CARACTERISTICAS DEL DEPOSITO INFERIOR

Está formado por una presa sobre Ribera de Huelva y tiene las siguientes características:

Tipo	Gravedad recta
Capacidad máxima	5,36 Hm3
Capacidad útil	2,21 Hm3
Altura máxima sobre cimientos	25,5 m.
Altura máxima sobre el cauce	23 m.
Núm. de compuertas	4 tipo Tai 12,00 x 8,00 dos de ellas máticas.

# ANEXO III: CATÁLOGO AEROGENERADOR 5 MW GAMESA





## INDEX

- p. 3 Innovación y fiabilidad.
- p. 4 Potencia y rentabilidad.
- p. 5 Capacidad global de producción, instalación y operación y mantenimiento.
- p. 7 Descubriendo Gamesa 5.0 MW.

## Innovación y Fiabilidad

Una vez más Gamesa ha demostrado que cuenta con el conocimiento, la experiencia y los medios necesarios para desarrollar aerogeneradores capaces de extraer la máxima energía del viento.

La compañía española ha dado así un paso adelante en el que ha sido uno de los mayores y más ambiciosos desafíos tecnológicos hasta el momento. El diseño y fabricación de su última generación de aerogeneradores, la plataforma Gamesa 5.0 MW.

Con esta nueva gama de producto, Gamesa pretende posicionarse de manera indiscutible en el segmento de las plataformas multimegavatio. La compañía amplía así su oferta de tecnología y servicios incluyendo en esta plataforma tres aerogeneradores onshore con el fin de garantizar las necesidades de todos sus clientes en el sector eólico.

Asimismo la utilización de equipos de montaje y medios de transporte similares a los utilizados en otras plataformas Gamesa, permiten garantizar el acceso de Gamesa 5.0 MW a los más variados emplazamientos.

Su innovador diseño modular y su tecnología permiten asegurar una máxima fiabilidad, además de cumplir con los códigos de red más exigentes y las normas medioambientales más restrictivas.

Gamesa 5.0 MW > Potencia y rentabilidad

## Gamesa 5.0 MW orientada a satisfacer íntegramente las necesidades del cliente

## Ofrece una fiabilidad superior:

- Diseño modular de la nacelle y palas orientado a minimizar el tiempo de inactividad.
- Eliminación de componentes de alta velocidad de giro en el tren de potencia.
- Exhaustivo plan de validación y ensayo, así como un primer prototipo operativo desde 2009.

## Cumple con unos requisitos logísticos y de construcción similares a los de la plataforma Gamesa 2.0-2.5 MW:

- Diseño modular de la nacelle y palas para optimizar el transporte y la logística.
- El módulo más pesado no supera el peso de una nacelle de 2 MW.
- Gamesa FlexiFit\*: Grúa acoplada a nacelle para montaje y mantenimiento.

## Optimiza el coste de energía (CoE):

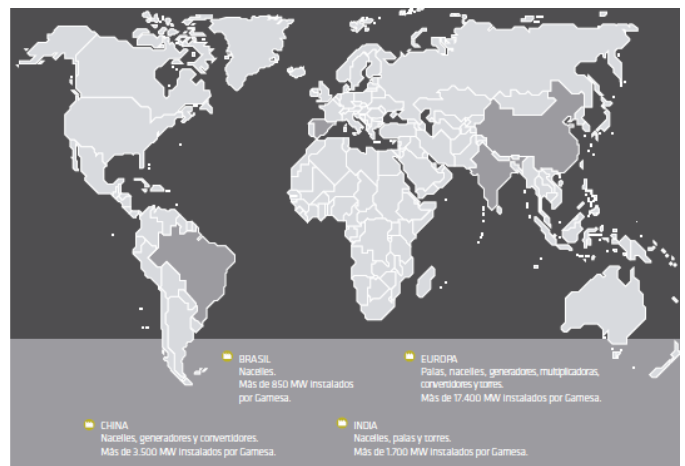
- Mayor producción para proyectos con espacio limitado.
- Optimización de las posiciones energéticas.
- Ahorros potenciales en la obra civil del proyecto.

## Se adapta a los requisitos de cualquier código de conexión a red:

- Gamesa GridMate\*. Óptima conexión a red gracias a la tecnología de generador de imanes permanentes + full converter.

## Cumple con la normativa medioambiental:

- Reducción del impacto visual.
- Reducción del ruido: sistema Gamesa NRS\* y nuevo perfil de pala.



## Capacidad global de producción, instalación y operación y mantenimiento

Gamesa es una empresa especializada en tecnologías para la sostenibilidad energética, principalmente la eólica, y uno de los líderes mundiales en fabricación de aerogeneradores.

Dentro de este sector Gamesa gestiona íntegramente todo el proceso, desde el diseño, fabricación e instalación de aerogeneradores, hasta su operación y mantenimiento. Los más de 31.200 MW instalados en todo el mundo acreditan el excelente rendimiento de las turbinas eólicas Gamesa. Este comportamiento óptimo sólo es posible desde un control total de la tecnología y del producto con sus componentes críticos.

Gamesa cuenta con una capacidad integral de diseño, fabricación y operación y mantenimiento de sus aerogeneradores. El desarrollo a medida de los componentes críticos de sus turbinas, desde la multiplicadora hasta las palas, asegura la excelencia en el diseño y los más altos

estándares de calidad. Al mismo tiempo, hace posibles los más cortos plazos de entrega y la más rápida reacción técnica durante el periodo de mantenimiento.

La Investigación, Desarrollo e Innovación está integrada en los procesos y productos que ofrece Gamesa, así como en todas las tareas y funciones a lo largo de la cadena de suministro, contribuyendo a la satisfacción del cliente y a la búsqueda de la excelencia. La compañía cuenta además con centros productivos en los principales mercados eólicos del mundo. España y China se configuran como centros globales de producción y suministro, mientras se mantiene la presencia industrial en mercados locales (India y Brasil).

Gamesa atiende las necesidades de sus clientes localizados en los cinco continentes ofreciendo los más altos estándares de calidad y los más cortos plazos de respuesta.

\* Datos a 31 Dic. 2014



GAMESA 5.0 MW > Descubriendo GAMESA 5.0 MW

## Plataforma versátil

La apuesta de Gamesa ha sido aplicar a este nuevo desarrollo de turbinas conceptos de diseño y validación equiparables a industrias tan exigentes como la aeronáutica, donde la fiabilidad

de los productos está garantizada desde el primer día de funcionamiento.

Gamesa 5.0 MW es el resultado de la evolución de la tecnología de Gamesa.

Modelo	G128-4.5 MW	G128-5.0 MW	G132-5.0 MW <sup>(1)</sup>
IEC	IIA	IIA / IIA	IIA
Potencia Unitaria	4.500 kW	5.000 kW	5.000 kW
Alturas de torre	81, 95, 120, 140 m	81 <sup>(2)</sup> , 95, 120, 140 m	95, 120, 140 m
Certificados disponibles	Certificados tipo IEC y DIBT	Certificados tipo IEC y DIBT	En proceso
Opciones medioambientales <sup>(3)</sup>	✓	✓	✓
50 Hz/60 Hz	✓	✓	✓
Track Record (sólo instalados a fin de 2014)	33	3	(4)

(1) Sin desarrollo.

(2) Última altura de torre disponible para Clase I.

(3) Se han considerado diferentes alternativas tecnológicas para adaptar la tecnología a sitios de alta temperatura y condiciones suaves y polares.

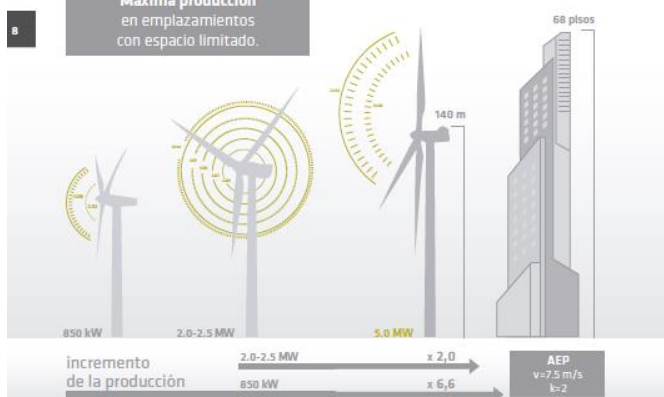
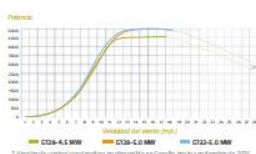
(4) Primeros pedidos en 2015.

GAMESA 5.0 MW > Descubriendo GAMESA 5.0 MW

## Mayor tamaño para mayor producción

Optimización del lay-out  
aprovechando las posiciones  
más energéticas.

Máxima producción  
en emplazamientos  
con espacio limitado.

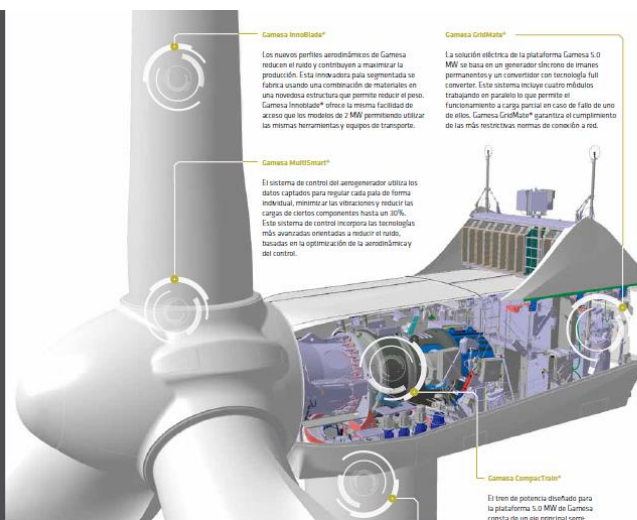




La plataforma Gamesa 5.0 MW, una de las más potentes del mercado onshore, ha posicionado a Gamesa como uno de los líderes tecnológicos en el segmento multi-megavatio.

### Ventajas de la plataforma Gamesa 5.0 MW

- Pitch individual y control multivariable que maximizan la energía y reducen cargas, peso y ruido.
- Pales segmentadas que facilitan el transporte y la instalación.
- Tipo de potencia compacto que reduce las tensiones mecánicas y aumenta la disponibilidad.
- Generador síncrono de imanes permanentes y tecnología full converter que permiten cumplir con los códigos de conexión a red más restrictivos.
- Diseño modular de la nacelle y pales orientado a la máxima fiabilidad y facilidad de montaje y mantenimiento.
- Grúa acoplada a la nacelle capaz de montar los principales módulos.
- Diseño aerodinámico y sistema de control Gamesa NBS® que minimiza el ruido emitido.
- Gamesa Windflex®, sistema de control y mantenimiento remoto con acceso web.
- Sistema Gamesa SMP, sistema de mantenimiento predictivo.



### Tecnología íntegramente desarrollada por Gamesa

Vanguardia en el diseño y desarrollo de aerogeneradores

#### Gamesa Innoblade®

Los nuevos perfiles aerodinámicos de Gamesa reducen el ruido y contribuyen a maximizar la producción. Esta innovadora pala segmentada se fabrica usando una combinación de materiales en una novedosa estructura que permite reducir el peso. Gamesa Innoblade® ofrece la misma facilidad de acceso que los modelos de 3 MW permitiendo utilizar las mismas herramientas y equipos de transporte.

#### Gamesa OnGrid®

La solución eléctrica de la plataforma Gamesa 5.0 MW se basa en un generador síncrono de imanes permanentes y un convertidor con tecnología full converter. Este sistema incluye cuatro módulos trabajando en paralelo lo que permite el funcionamiento a carga parcial en caso de fallo de uno de ellos. Gamesa OnGrid® garantiza el cumplimiento de las más restrictivas normas de conexión a red.

#### Gamesa Multisim®

El sistema de control del aerogenerador utiliza los datos captados para regular cada pala de forma individual, minimizar las vibraciones y reducir los cargas de ciertos componentes hasta un 30%. Este sistema de control incorpora las tecnologías más avanzadas orientadas a reducir el ruido, basadas en la optimización de la aerodinámica del control.

#### Gamesa Compact®

El tipo de potencia diseñado para la plataforma 5.0 MW en Gamesa consta de un eje principal como integrador en una multiplicadora de dos etapas, cuyo diseño se realiza a media velocidad. Gracias a este diseño integrado, la unidad es más compacta y contiene menos componentes. Por otro lado, la salida a media velocidad aumenta la fiabilidad al eliminar los componentes mecánicos que giran a altas revoluciones.

#### Tornes

Varian opciones de tornes disponibles, utilizando las tecnologías y los materiales adecuados para ofrecer soluciones optimizadas en cada proyecto.

### Gamesa FlexiFit®

Grúa acoplada a la nacelle que facilita los trabajos de montaje y mantenimiento.

Unida a la plataforma Gamesa 5.0 MW para el montaje en campo y el mantenimiento de los grandes componentes, su principal característica es que se acopla a la propia nacelle, y no requiere una estructura externa adicional. En muchas operaciones, es una alternativa al uso de grúas de gran tonelaje no siendo necesario un transporte especial para trasladarla. Consta de varios módulos que se montan a nivel del suelo. Una vez fijada a la nacelle, Gamesa FlexiFit® puede subir y bajar los principales componentes del aerogenerador.



Gamesa 5.0 MW y OnGrid® Gamesa





### Fiable gracias a un exhaustivo programa de validación y pruebas

Este objetivo fundamental ha sido posible gracias a un ambicioso proyecto de validación y pruebas que permite a la plataforma Gamesa 5.0 MW empezar a operar con los mismos niveles de disponibilidad desde el primer momento.

► Más de 600 test en los componentes de los distintos aerogeneradores de la plataforma Gamesa 5.0 MW efectuados por 100 laboratorios acreditados en EE.UU., Japón y Europa.

► Más de 160 test funcionales y/o de integración realizados en el Laboratorio de Ensayos de Aerogeneradores (LEA) del Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), uno de los centros tecnológicos mejor cualificados a nivel internacional, especializado en la investigación aplicada, el desarrollo y el fomento de las energías renovables.

► Más de 100.000 horas de ingeniería de validación y pruebas.

Este exhaustivo programa de validación, desarrollado durante más de 6 años, ha sido diseñado para probar cada componente y sistema en condiciones reales de operación, a escala real y en entornos controlados, con el fin de que sean capaces de funcionar en las condiciones más desfavorables.



### Menor coste de montaje y logístico

Uno de los compromisos clave de la plataforma Gamesa 5.0 MW es cumplir con los requisitos logísticos y de construcción de la plataforma Gamesa 2.0-2.5 MW. El diseño modular de la nacelle y palas de la plataforma Gamesa 5.0 MW asegura que el módulo más pesado no supere el peso total de la nacelle de la plataforma Gamesa 2.0-2.5 MW, de manera que puede ser transportado e instalado como un aerogenerador de 2.0-2.5 MW.

La pala segmentada Gamesa InModule®, patentada por Gamesa, permite transportarse por carretera sin necesidad de montar los segmentos a los que se aplican en los aerogeneradores Gamesa 2.0-2.5 MW ya que el módulo más largo no mide más de 30 m. Por otra parte, la elevación de la nacelle es la última de las operaciones de montaje que practica de una grúa de gran tonelaje ya que el resto de módulos se encuentran anteriormente con la ayuda de una pequeña grúa auxiliar.

## Sencillez de mantenimiento que minimiza los tiempos de parada

### Sistema de mantenimiento predictivo

El sistema de mantenimiento predictivo es esencial para la detección prematura de posibles deterioros o fallos en los principales componentes del aerogenerador.

Gamesa SMP-12 es el resultado del análisis de una gran cantidad de aerogeneradores, para determinar los requisitos esenciales que un sistema de mantenimiento predictivo debe cumplir:

- Control continuo de los componentes críticos del aerogenerador.
- Procesamiento de señales y capacidad de detección de alarmas.
- Integración en Gamesa Windnet®.
- Fácil instalación y mantenimiento.
- Bajo coste.

El objetivo del sistema es minimizar las operaciones correctivas. Gamesa SMP es un sistema compuesto por un dispositivo en nacelle y un centro de procesamiento de datos, capaz de procesar y proporcionar información útil sobre el estado de los componentes mecánicos críticos de los aerogeneradores.

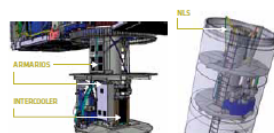
Por otra parte, en el diseño de Gamesa 5.0 MW se ha tenido en cuenta la mantenibilidad de la plataforma incorporando elementos que optimizan el mantenimiento preventivo y correctivo:

### Mantenimiento preventivo

- RCM (Reliability Centered Maintenance): Reduce el tiempo dedicado a tareas preventivas.
- Sistema de lubricación automático.

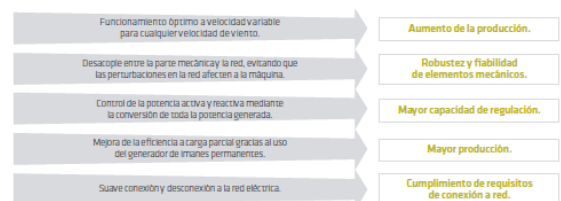
### Mantenimiento correctivo:

- NLS (Nacelle Lower Structure): Estructura inferior de la nacelle que dota de más espacio para realizar tareas de mantenimiento.
- Mayor facilidad de sustitución de grandes componentes: no es necesario desmontar el rotor para cambiar Gamesa CompacTrain®.



## Óptima conexión a red

Gamesa GridMate®, la solución eléctrica de la plataforma Gamesa 5.0 MW para garantizar una óptima conexión a red, incorpora un generador síncrono multipolo de imanes permanentes y un convertidor de frecuencia tipo full converter. Esta solución permite cumplir con los códigos de conexión a red más exigentes.



1. GENERADOR síncrono multipolo con 4 módulos independientes en paralelo.
2. CONVERTIDOR con 4 módulos independientes e interruptor automático integrado.
3. TRANSFORMADOR con diferentes opciones de tensión de conexión a red.

Rango de factor de potencia: 0.9 cap / 0.9 ind  
 Soporte a hueco de tensión (V): SI  
 Inyección de corriente reactiva: SI  
 Regulación de activa, reactiva, tensión y frecuencia: SI, con Scada WindNet®



	GT28-4.5 MW	GT28-5.0 MW	GT32-5.0 MW
<b>ROTOR</b>			
Diámetro	128 m	128 m	132 m
Área de barrido	12.868 m <sup>2</sup>	12.868 m <sup>2</sup>	13.685 m <sup>2</sup>
<b>PALAS</b>			
Número de palas	3	3	3
Longitud	62,5 m	62,5 m	64,5 m
Material	Composite de matriz orgánica reforzado con fibra de vidrio/fibra de carbono	Composite de matriz orgánica reforzado con fibra de vidrio/fibra de carbono	Composite de matriz orgánica reforzado con fibra de vidrio/fibra de carbono
Tipo	Segmentada	Segmentada o enteriza	Enteriza
<b>TORRE</b>			
Tipo	Acero, híbrida u hormigón	Acero, híbrida u hormigón	Acero, híbrida u hormigón
Altura	81, 95, 120, 140 m	81, 95, 120, 140 m	95, 120, 140 m
<b>MULTIPLICADORA</b>			
Tipo	2 etapas planetarias	2 etapas planetarias	2 etapas planetarias
Ratio	1:37,88	1:41,405	1:41,405
<b>GENERADOR</b>			
Tipo	Generador síncrono de imanes permanentes con módulos independientes paralelos	Generador síncrono de imanes permanentes con módulos independientes paralelos	Generador síncrono de imanes permanentes con módulos independientes paralelos
Potencia nominal	4.500 kW	5.000 kW	5.000 kW
Tensión	690 V AC	690 V AC	690 V AC
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Clase de protección	IP 54	IP 54	IP 54
Velocidad de giro	448 rpm	490 rpm	490 rpm
Factor de potencia	0,9 CAP - 0,9 IND *	0,9 CAP - 0,9 IND *	0,9 CAP - 0,9 IND *

\* Medición en los terminales de salida del generador, en el lado de baja tensión antes del transformador, a la tensión nominal de la red.



C/ Ciudad de la Innovación, 9-11  
31621 Sarriena (España)  
Tel: +34 948 771 000  
Fax: +34 948 165 039  
info@gamesacorp.com  
www.gamesacorp.com

**ALEMANIA**  
Neuer Wall 10 / Jungfernstieg  
20354 Hamburgo  
Tel: +49 40 822 15 30 - 48

**AUSTRALIA**  
Level 39, 385 Bourke Street  
Melbourne VIC 3000

**BRASIL**  
Rua Hungria 1240, 3ºA  
It. Europa, CEP 01455-000  
São Paulo (SP)  
Tel: +5511 3096 4444

**CHINA**  
23/F, Tower 1,  
Beijing Prosper Center No. 5  
Guanghua Road,  
Chaoyang District,  
Pekin 100020  
Tel: +86 10 5789 0899  
Fax: +86 10 5761 1996

**EGIPTO**  
3, Rd 218 Degla  
11431 Maadi, El Cairo  
Tel: +20 225 211 048  
Fax: +20 225 211 282

**ESTADOS UNIDOS**  
1150 Northbrook Drive  
Thyose, PA 19053  
Tel: +1 215 710 7100  
Fax: +1 267 790 0453

**FRANCIA**  
57 Allée Bordoline - Cedex 3  
69800 Saint Priest  
Tel: +33 (0) 4 72 79 49 39

**GRECIA**  
9 Adrianou str,  
11525 Neo Psychiko,  
Atenas  
Tel: +30 21067 53300  
Fax: +30 21067 53305

**INDIA**  
The Futura IT Park,  
B-Block, 8th Floor  
334, Rajiv Gandhi Salai  
Sholinganallur,  
Chennai - 600 119  
Tel: +91 44 3924 2424  
sales.india@gamesacorp.com

**ITALIA**  
Via Pio Emanuelli 1  
00143 Roma  
Tel: +39 0645543650  
Fax: +39 0645553974

**MÉXICO**  
C/ Hamburgo, n° 213, Planta 18,  
Jubrez (Reforma Centro)  
06500, México D.F.  
Tel: +52 55 5533 08010

**POLONIA**  
Ul. Galaktyczna 30A  
80-299 Gdansk  
Tel: +48 58 766 62 62  
Fax: +48 58 766 62 99  
poland.wind@gamesacorp.com

**REINO UNIDO**  
10 Greycoat Place  
London SW1D 1SB  
Tel: +44 (0) 20 7960 6227

**RUMANIA**  
169A Calea Floreasca Street,  
Building A, 4th Floor,  
Office no 2069, Sector 1  
014459 Bucarest  
Tel: +40 318 21 24  
Fax: +40 318 60 21 00

**SUECIA, FINLANDIA Y NORUEGA**  
Bibliotekstorget 8  
171 45 Solna (Suecia)  
Tel: +46 (0) 8 510 668 10

**TURQUÍA**  
A. Soria, Buyukdere Cad. No. 127  
Kule A, Kat: 10  
Esenler, Istanbul 34394  
Tel: +90 212 340 76 00

Con el fin de causar el menor impacto medioambiental, este documento se ha impreso en papel fabricado con un 100% de fibra reciclada (FSC), un 100% de fibra reciclada seleccionada para garantizar un 100% de fibra reciclada y diseñada para conservar. Toda fotocopia no autorizada en estos vegetales con un sistema de control de copias digitales (DCC) 70. Dado nuestro compromiso con el medio ambiente, por favor, recicla.

El presente documento, su contenido, sus anexos y/o modificaciones han sido confeccionados por Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. a efectos de proporcionar información y pueden ser modificados por el propio autor. La totalidad del contenido de este documento está protegido por derechos de propiedad intelectual e industrial, titularidad de Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. Queda prohibida la reproducción total o parcial del mismo.



Fecha de impresión: Marzo 2015